



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TRENTO

Dipartimento di Scienze Giuridiche

citation and similar papers at core.ac.uk

brought

provided by U

GIUSEPPE BELLANTUONO

REGOLAZIONE E GOVERNANCE DELLE RETI ELETTRICHE PRIVATE

2013



UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TRENTO

Dipartimento di Scienze Giuridiche

QUADERNI DEL DIPARTIMENTO

109

2013



PROPRIETÀ LETTERARIA RISERVATA

© Copyright 2013
by Università degli Studi di Trento
Via Belenzani 12 - 38122 Trento

ISBN 978-88-8443-467-8
ISSN 1972-1137

La prima edizione di questo libro © Copyright 2013 by Università degli Studi di Trento, Via Belenzani 12 - 38122 Trento, è pubblicata con Creative Commons Attribuzione-Non commerciale-Non opere derivate 3.0 Italia License. Maggiori informazioni circa la licenza all'URL:
<<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/3.0/it/legalcode>>

Marzo 2013

GIUSEPPE BELLANTUONO

REGOLAZIONE E GOVERNANCE
DELLE RETI ELETTRICHE PRIVATE

Università degli Studi di Trento 2013

INDICE

Pag.

INTRODUZIONE

Generazione distribuita e reti private.....	1
---	---

CAPITOLO PRIMO

LA NORMATIVA EUROPEA

IN MATERIA DI RETI PRIVATE

1.1 Linee dirette, piccoli sistemi isolati e microsistemi isolati.....	10
1.2 La sentenza Citiworks	13
1.3 I sistemi di distribuzione chiusi	16
1.4 Le reti private nei codici di rete europei	21
1.5 La nuova direttiva sull'efficienza energetica.....	22
1.6 Considerazioni generali sulla normativa europea.....	23

CAPITOLO SECONDO

LA NORMATIVA ITALIANA

IN MATERIA DI RETI PRIVATE

2.1 Linee dirette e piccole reti isolate.....	26
2.2 Sistemi efficienti di utenza	27
2.3 Reti interne di utenza.....	40
2.4 Altre reti private	57
2.5 Gli orientamenti dei giudici amministrativi.....	66
2.6 La posizione dell'AGCM	70
2.7 La posizione dell'Aeeg.....	71
2.8 Considerazioni generali sulla normativa italiana.....	76

CAPITOLO TERZO

LA GOVERNANCE DELLE RETI PRIVATE

3.1 Il consorzio	83
3.2 Il contratto di rete.....	91
3.3 La cooperativa elettrica.....	97
3.4 Le ESCo.....	102
3.5 Il partenariato pubblico-privato	107
3.6 Confronto fra le strutture organizzative e contrattuali	114

CAPITOLO QUARTO

PROFILI FISCALI

4.1 Energia elettrica prodotta e consumata all'interno di reti private	120
4.2 Adempimenti fiscali nelle reti private.....	126

CAPITOLO QUINTO

ESPERIENZE EUROPEE ED EXTRAEUROPEE IN MATERIA DI RETI PRIVATE

5.1 Belgio.....	130
5.2 Francia	134
5.3 Germania.....	138
5.4 Regno Unito	141
5.5 Spagna.....	146
5.6 Stati Uniti.....	148
5.7 Indicazioni per la regolazione italiana	154
Conclusioni	159
Bibliografia	161

INTRODUZIONE

GENERAZIONE DISTRIBUITA E RETI PRIVATE

Il dato da cui partire è lo squilibrio del prezzo dell'energia elettrica per i clienti finali italiani, che supera in modo significativo i prezzi medi europei. Il documento di consultazione per la Strategia Energetica Nazionale (SEN), pubblicato nell'ottobre 2012, riporta prezzi medi dell'elettricità sul mercato all'ingrosso superiori nel 2011 del 41% rispetto ai prezzi tedeschi (p. 23). Per un cliente industriale con consumi annui compresi fra 2.000 e 20.000 MWh/anno, il costo medio dell'elettricità può essere fino al 25% superiore rispetto ai principali paesi europei (p. 27).

Questo squilibrio ha molte cause. La SEN ne evidenzia alcune, identifica quattro obiettivi chiave per il settore e propone sette priorità d'azione. Stranamente assente in questo documento è una delle frontiere tecnologiche di cui si discute ormai da qualche anno. Le reti elettriche private sono infrastrutture che permettono di collegare impianti di produzione e clienti finali in un'area geografica circoscritta. La loro diffusione è strettamente collegata all'aumento della generazione distribuita, a sua volta frutto delle politiche sul cambiamento climatico. La letteratura internazionale le definisce di solito *microgrids*, ma come vedremo esiste una notevole varietà di definizioni. In questo rapporto si utilizza il termine 'reti private' per identificare tutte le infrastrutture che possono operare in parallelo con le reti di trasmissione e di distribuzione (le cosiddette reti pubbliche) per distribuire energia elettrica.

La ricerca si concentra sul settore elettrico e sul segmento dei clienti industriali. Il ruolo delle reti private merita di essere discusso anche con riferimento al settore del gas naturale e al segmento dei

clienti domestici. Alcune delle considerazioni proposte nei capitoli che seguono possono essere estese a tali ambiti. Ma le differenze sul piano tecnologico e della regolazione richiedono una trattazione separata che non è possibile affrontare in questa sede.

Per diverse ragioni, una discussione sulle reti private dovrebbe trovare posto nella SEN. Entro il 2020 il sistema elettrico dovrebbe evolvere verso un nuovo equilibrio produttivo, nel quale le fonti rinnovabili potrebbero rappresentare il 36-38%, con un contributo pari o superiore alla produzione da gas naturale. Si tratta di una trasformazione profonda, che richiede cambiamenti radicali lungo l'intera filiera del settore elettrico. In particolare, le reti di trasmissione e di distribuzione non sono oggi in grado di garantire tale obiettivo. La SEN (p. 80ss.) mette in evidenza il problema dei colli di bottiglia sulle reti pubbliche, stima il loro costo in 500 milioni di euro all'anno e richiama la necessità di investimenti. Tuttavia, la loro entità non è precisata, né si propone alcuna alternativa al rafforzamento ed estensione delle reti pubbliche.

Le reti private non possono sostituire totalmente gli investimenti nelle reti pubbliche. Tuttavia, l'obiettivo di integrare quote elevate di fonti rinnovabili (e di sfruttare il potenziale della cogenerazione ad alto rendimento) può essere raggiunto più facilmente se gli impianti di generazione distribuita non immettono esclusivamente nelle reti pubbliche, ma possono contare sulla distribuzione a clienti finali vicini agli impianti di produzione.

In Italia la crescita della produzione da fonti rinnovabili è avvenuto quasi esclusivamente facendo affidamento sulle reti pubbliche. I dati più recenti, riferiti al 2010, mostrano che per la generazione distribuita (impianti con potenza nominale fino a 10 MVA) e per la piccola generazione (fino a 1 MW) quasi i tre quarti della produzione sono stati immessi in rete¹. La principale conseguenza sono i ben noti fenomeni di

¹ AEEG, *Monitoraggio dello sviluppo degli impianti di generazione distribuita per l'anno 2010*, all. A alla del. 98/2012/I/eel del 22 marzo 2012, p. 15, 43.

saturazione reale e virtuale delle reti, a cui vanno aggiunte le inefficienze derivanti dalla distorsione dei segnali di investimento nelle diverse aree del paese e i maggiori costi collegati alle perdite di rete. Rendere possibili gli investimenti nelle reti private significa invertire questa tendenza, aumentare la percentuale di energia elettrica consumata sul luogo e ridurre l'impatto della generazione distribuita sul sistema elettrico.

È opportuno ricordare che la produzione da fonti rinnovabili è stata finora sostenuta da generosi incentivi. Nel prossimo futuro la loro entità è destinata a ridursi in misura significativa. In questo scenario, le reti private potrebbero permettere di accelerare il percorso verso l'auto-sufficienza economica delle fonti rinnovabili.

Altro motivo per iniziare a discutere del ruolo delle reti private è la promozione della concorrenza. La letteratura economica ha tradizionalmente riconosciuto nelle reti elettriche uno dei più evidenti esempi di monopolio naturale, e cioè di infrastruttura non duplicabile a costi accettabili. Sulla scorta di tale impostazione, la concorrenza nel segmento delle reti elettriche è considerata possibile solo nella fase di assegnazione della gestione (concorrenza 'per il mercato'), ma non per la prestazione dei servizi legati al trasporto dell'energia elettrica (concorrenza 'nel mercato') (JOSKOW 2007; SACAPLAN 2008). Oggi la tecnologia disponibile consente di rivedere la teoria del monopolio naturale. Le reti private non sono perfetti sostituti delle reti pubbliche, ma permettono di immaginare differenti modalità di offerta dei servizi legati alla distribuzione di energia elettrica. Com'è noto, l'impianto complessivo del diritto europeo dell'energia è ispirato all'idea di aprire alla concorrenza il maggior numero di mercati elettrici. Se le reti private possono innescare dinamiche concorrenziali che si riflettano in una riduzione dei prezzi e in un miglioramento della qualità, il loro contributo dovrebbe essere esplicitamente considerato nella SEN.

Un'ulteriore considerazione riguarda le politiche dirette ad aumentare il tasso di innovazione tecnologica dell'economia italiana. Le

reti private richiedono l'adozione di tecnologie comunemente raggruppate sotto la definizione di reti intelligenti². Queste tecnologie introducono sistemi di comunicazione che rendono possibile il controllo della stabilità delle reti private e la gestione dei rapporti con le reti pubbliche (BASU E AL. 2011; USTUN E AL. 2011; BASAK E AL. 2012). La SEN accenna alla necessità di investire in quest'ambito, ma ancora una volta con riferimento esclusivo alle reti pubbliche. La sperimentazione sul versante delle reti private potrebbe consentire alle imprese italiane di collocarsi in posizione di vantaggio in una filiera tecnologica che sarà senza dubbio di dimensioni globali. L'innovazione tecnologica potrebbe essere accompagnata da innovazioni organizzative, con la nascita di nuove figure di operatori che consentano di coordinare i diversi segmenti della filiera elettrica. È il caso, in particolare, dei cosiddetti "aggregatori", e cioè intermediari che raggruppano le risorse distribuite di energia (generazione, carichi, accumuli) e offrono servizi energetici ai diversi partecipanti al sistema elettrico (MAURI E AL. 2010).

I tre motivi menzionati (integrazione delle fonti rinnovabili, concorrenza e innovazione tecnologica) confermano l'urgenza di un dibattito sul futuro delle infrastrutture elettriche, nel quale trovi posto un'analisi sul ruolo delle reti private. Alcune posizioni sono già delineate, in parte in risposta alla pubblicazione della SEN. Nel novembre 2011 le reti private hanno trovato spazio nelle settanta proposte degli Stati Generali della Green Economy (proposta n. 44). Nelle audizioni parlamentari sulla SEN, associazioni di settore come Federesco e Aper hanno espresso opinioni favorevoli allo sviluppo di reti private. L'attività condotta nell'ambito del POI Energia 2007-2013 conferma che l'obiettivo di incrementare l'efficienza energetica nell'industria italiana non può essere realizzato senza interrogarsi sulla dimensione locale delle misure adottate.

² Per un'introduzione di carattere generale v. IEA (2011). Sulla regolazione delle *smart grids* v. BELLANTUONO (2013a).

Questo rapporto cerca di contribuire al dibattito verificando quale tipo di regolazione sia necessaria per consentire alle reti private di partecipare ai mercati elettrici. In questo settore è difficile immaginare qualsiasi cambiamento che non sia accompagnato e sostenuto da un adeguato quadro giuridico. Nessuno dubita che nel settore dell'energia sia particolarmente evidente la stretta connessione tra evoluzione tecnologica e regolazione. La disciplina attuale riflette le scelte tecnologiche compiute nel passato, e cioè la centralizzazione del sistema elettrico con il ricorso a impianti di grande taglia e il trasporto su lunghe distanze. Si tratta, quindi, di una disciplina inadatta ad un sistema che dovrebbe far spazio ad una gestione locale della produzione da impianti di piccola taglia (KÜNNKE 2008; CARLEY, ANDREWS 2012). Questa “incoerenza” fra evoluzione tecnologica e quadro regolatorio deve essere identificata e risolta.

Il principio di riferimento per legislatori e regolatori dovrebbe essere la ‘parità tecnologica’. Se l'attuale quadro regolatorio è stato disegnato per tecnologie centralizzate, occorre modificarlo per garantire che le tecnologie di produzione e distribuzione decentrata siano selezionate qualora si rivelino più efficienti. Ovviamente, un ideale di neutralità tecnologica non è mai realizzabile perché la regolazione è sempre influenzata dalle conoscenze disponibili (BROWNSWORD, GOODWIN 2012, p. 408s.). Ma in una fase di radicale cambiamento del sistema elettrico, il principio della parità tecnologica dovrebbe perlomeno garantire che le reti private non siano ostacolate laddove consentano agli utenti di ottenere condizioni più vantaggiose e contribuiscano alla sicurezza e alla sostenibilità finanziaria del sistema.

Il rapporto è organizzato come segue.

Il primo capitolo descrive le regole principali del diritto europeo dell'energia che sono direttamente rilevanti per la regolazione italiana delle reti private. In particolare, si prende in considerazione la

nozione di sistema di distribuzione chiuso (SDC), e cioè la versione europea della rete privata.

Il secondo capitolo analizza i vari aspetti del quadro regolatorio italiano: gli interventi legislativi, la posizione delle autorità indipendenti, gli orientamenti della giurisprudenza amministrativa. In questa parte l'attenzione si concentra sull'aspetto cruciale delle relazioni fra gestori di reti pubbliche e gestori di reti private. Inoltre, si cerca di chiarire le differenze fra le tre categorie di reti private finora introdotte nel diritto italiano.

Il terzo capitolo sposta l'attenzione su un altro tema cruciale, e cioè il governo dei rapporti interni alla rete privata. In assenza di scelte che favoriscano la cooperazione fra i soggetti coinvolti ed una equilibrata distribuzione dei rischi, nessun progetto di rete privata potrà avere successo. L'analisi proposta in questo capitolo mostra che varie strutture organizzative e contrattuali possono offrire risposte soddisfacenti, anche se non esiste un'unica soluzione ottimale in tutti i contesti.

Il quarto capitolo affronta brevemente le questioni fiscali, in particolare per quanto riguarda il versamento delle accise. Gli orientamenti contrastanti della giurisprudenza di merito e di legittimità rappresentano un ulteriore elemento di incertezza che potrebbe frenare gli investimenti nelle reti private.

Il quinto capitolo discute le soluzioni regolatorie e le strutture di governo utilizzate in alcuni paesi europei e negli Stati Uniti. L'obiettivo non è proporre imitazioni, ma raccogliere informazioni che consentano di chiarire la natura dei problemi da affrontare.

Le conclusioni sintetizzano i risultati della ricerca in alcune raccomandazioni rivolte a legislatori, regolatori e operatori del settore.

Questo studio è stato realizzato fra il novembre 2012 e il gennaio 2013 nell'ambito della chiamata di idee del POI Energia, Linea di

Attività 2.5³. Si ringrazia la società Studiare Sviluppo per la collaborazione nella raccolta di parte dei dati utilizzati nella ricerca. Le opinioni espresse in questo rapporto sono unicamente attribuibili alla responsabilità dell'autore. In nessun caso coinvolgono il Ministero dell'ambiente, la società Studiare Sviluppo o altre istituzioni.

³ V. informazioni all'indirizzo <http://www.poienergia2-5.it/frmPresentazione.aspx>, visitato il 31 gennaio 2013.

CAPITOLO PRIMO

LA NORMATIVA EUROPEA

IN MATERIA DI RETI PRIVATE

Prima di analizzare la normativa italiana, è opportuno chiarire il quadro normativo europeo. I motivi di interesse sono due. In primo luogo, gran parte della normativa italiana dà attuazione alle direttive europee. Un'analisi preliminare della normativa europea serve a chiarire l'origine e il significato delle scelte effettuate dal legislatore e dal regolatore italiano, sia sul piano delle regole sostanziali che delle definizioni. In secondo luogo, la normativa europea contiene alcuni principi vincolanti che trovano applicazione alle reti private. È il caso dell'obbligo di garantire l'accesso di terzi, disciplinato dalle direttive elettricità e oggetto di una sentenza della Corte di Giustizia dell'Unione europea. Inoltre, il Terzo Pacchetto Energia del 2009 ha introdotto la nozione di sistemi di distribuzione chiusi (SDC), e cioè una prima disciplina europea delle reti private. Come vedremo, la norma di attuazione italiana su questo aspetto è tutt'altro che soddisfacente. Ma la disciplina europea dei SDC può fornire utili spunti per la futura regolazione delle reti private. Inoltre, l'introduzione dei SDC nella legislazione europea ha permesso di avviare un dibattito sul ruolo delle reti private in diversi Stati Membri. Di tale dibattito daremo conto nel quinto capitolo.

Il par. 1.1 illustra alcune definizioni per le infrastrutture che presentano punti di contatto con le reti private. Il par. 1.2 discute la sentenza della Corte di Giustizia che per la prima volta si è occupata della collocazione delle reti private nel diritto europeo dell'energia. Il par. 1.3 analizza la disciplina dei SDC introdotta dal Terzo Pacchetto. Il par. 1.4 descrive le regole sui SDC inserite nei codici di rete europei. Il par.

1.5 esamina alcune regole introdotte dalla nuova direttiva sull'efficienza energetica che potrebbero offrire un ulteriore impulso alle reti private. Infine, il par. 1.6 propone alcune considerazioni conclusive sulla normativa europea.

1.1 Linee dirette, piccoli sistemi isolati e microsistemi isolati

Le tre direttive comunitarie sulla liberalizzazione dei mercati elettrici hanno proposto nel corso degli anni varie definizioni di linee dirette, piccoli sistemi isolati e microsistemi isolati. È utile richiamare tali definizioni, sia per confrontarle con le definizioni adottate dal legislatore italiano (par. 2.1), sia per chiarire le differenze rispetto alle reti private.

Per quanto riguarda le linee dirette, la prima definizione comunitaria si trova nell'art. 2, n. 17 direttiva 96/92/CE. Si faceva riferimento a linee complementari a sistemi interconnessi di trasmissione e distribuzione. La successiva direttiva 2003/54/CE introduceva una definizione più dettagliata, distinguendo due ipotesi: le linee elettriche che collegano un sito di produzione isolato con un cliente isolato e le linee elettriche che collegano un produttore di elettricità e un'impresa fornitrice di elettricità per approvvigionare direttamente i propri impianti, le società controllate e i clienti idonei (art. 2, n. 15). La medesima definizione è stata adottata nell'art. 2, n. 15 della direttiva 2009/72/CE, attualmente in vigore.

L'obiettivo, reso esplicito già nell'art. 21 dir. 92/96, era di garantire l'autorizzazione di linee dirette sulla base di criteri obiettivi e non discriminatori. Nella prospettiva dell'apertura della produzione elettrica alla concorrenza, la linea diretta rappresenta un'alternativa alla fornitura tramite le reti pubbliche di trasmissione e distribuzione. Le

medesime previsioni sono state ripetute nell'art. 22 dir. 54/03 e nell'art. 34 dir. 72/09.

Sia le precedenti direttive che l'attuale art. 34 consentono agli Stati Membri di condizionare l'autorizzazione di una linea elettrica alla presenza di alcuni requisiti. L'autorizzazione potrebbe essere concessa solo se: a) l'accesso alle reti pubbliche è stato negato per mancanza di capacità; b) il soggetto richiedente l'autorizzazione ha aperto una procedura per la risoluzione di una controversia con il gestore di una rete pubblica dinanzi al regolatore; c) la linea diretta non sia in conflitto con gli obblighi di servizio pubblico imposti in base all'art. 3 dir. 72/09.

È stato osservato che la possibilità di negare l'autorizzazione consente agli Stati Membri di scoraggiare le linee dirette qualora ritengano che un numero eccessivo di infrastrutture sottratte al sistema tariffario comporti costi troppo elevati per tutti gli altri utenti. Nello stesso tempo, si ritiene che alle linee dirette debbano applicarsi le regole sul diritto di accesso di terzi e sulla separazione verticale, e cioè le medesime regole previste per gestori delle reti di trasmissione e di distribuzione. L'obbligo di accesso potrebbe essere evitato con la concessione dell'esenzione prevista dall'art. 17 regolamento (CE) 714/2009, che però riguarda solo le interconnessioni fra Stati Membri¹. Si noti, peraltro, che l'art. 32 prevede l'obbligo di garantire l'accesso di terzi a sistemi di trasmissione e distribuzione. Se, come sembra, le linee dirette non sono "sistemi", potrebbero essere escluse dall'obbligo di accesso. Medesimo discorso vale per gli obblighi di separazione verticale, riferiti ai gestori di sistemi di trasmissione (v. titolo del capo IV dir. 72/09) e ai gestori dei sistemi di distribuzione (v. titolo del capo VI dir. 72/09).

Quale relazione c'è fra la disciplina delle linee dirette e le reti private? Le prime possono servire solo a connettere uno specifico utente ad uno specifico sito di produzione. Le seconde consentono di collegare fra loro più siti di produzione o di fornire elettricità ad apparati di

¹ Per questa interpretazione v. GRÄPER, SCHOSER (2010, p. 81-84).

siti diversi, riconducibili allo stesso utente o a utenti diversi. Tuttavia, la realizzazione di una linea diretta può essere necessaria per il funzionamento di una rete privata (SALONICO 2012, p. 115-117). Da questo punto di vista, le previsioni comunitarie dovrebbero facilitare il procedimento di autorizzazione ed evitare che i gestori di reti pubbliche si oppongano alla realizzazione di linee dirette per motivazioni non legate agli obblighi di pubblico servizio.

Il piccolo sistema isolato è definito nell'art. 2, n. 23 dir. 92/96 come un sistema con un consumo inferiore a 2500 GWh nel 1996, dove meno del 5% del consumo annuo è ottenuto attraverso l'interconnessione con altri sistemi. Nella stessa direttiva, i piccoli sistemi isolati sono menzionati solo nel considerando (38) e nell'art. 24.3, con riferimento alla possibilità di concedere deroghe agli obblighi di separazione e di accesso a carico dei gestori di reti. La deroga doveva essere concessa dalla Commissione. In mancanza di deroga, si deve ritenere che ai piccoli sistemi isolati si applichi lo stesso regime previsto per le reti di trasmissione e distribuzione.

Nella direttiva 54/03 il limite massimo di consumo sale a 3000 GWh nel 1996 (art. 2, n. 26). Oltre a riproporre (art. 26.1) la deroga già stabilita dalla precedente direttiva, l'art. 15 dir. 54/03 consentiva agli Stati Membri di escludere gli obblighi di separazione delle altre attività per i distributori verticalmente integrati che rifornissero meno di 100.000 utenti o piccoli sistemi isolati.

La direttiva 72/09 conferma la definizione di piccolo sistema isolato (art. 2, n. 26), la possibile deroga ad alcuni obblighi per i gestori di reti (art. 44.1) e la possibilità per gli Stati Membri di escludere la separazione delle altre attività per i distributori verticalmente integrati con meno di 100.000 utenti o che riforniscano piccoli sistemi isolati (art. 26.4).

La definizione di microsistema isolato fu introdotta per la prima volta nell'art. 2, n. 27 dir. 54/03 e ripetuta nell'art. 2, n. 27 dir. 72/09.

Si tratta di “ogni sistema con un consumo inferiore a 500 GWh nell’anno 1996, ove non esista alcun collegamento con altri sistemi”. Per tali sistemi è prevista la possibilità di concedere una deroga alle norme sull’espansione della capacità esistente (art. 26.1 dir. 54/03 e art. 44.1 dir. 72/09).

Sia la nozione comunitaria di piccolo sistema isolato che di micro-sistema isolato sono dirette a garantire l’esenzione da una parte degli obblighi stabiliti nelle direttive. Ma laddove tale esenzione non sia concessa, a tali sistemi si applicano integralmente le disposizioni comunitarie. Fino ad ora, l’esenzione è stata concessa al Lussemburgo (fino al 2001), nonché ai sistemi di distribuzione delle isole, e cioè Azzorre, Malta, Cipro e Madera².

1.2 La sentenza Citiworks

Questa decisione della Corte di giustizia ha avuto e avrà in futuro effetti importanti sulla regolazione delle reti private negli Stati Membri. È opportuno, quindi, descriverla in dettaglio³.

I fatti da cui trae origine la decisione sono semplici. Il gestore dell’aeroporto di Leipzig-Halle dispone di una rete elettrica e di un impianto di cogenerazione che utilizza principalmente (oltre l’80%) per il suo fabbisogno. Alla rete erano collegate altre 93 imprese che operavano nell’area dell’aeroporto. A partire dal 2004, una di queste imprese era stata rifornita di energia elettrica da Citiworks. Con l’entrata in vigore della nuova legge tedesca sull’energia (*Energiewirtschaftsgesetz* o

² V. C. JONES E AL. (2010, p. 443ss.).

³ Corte di Giustizia dell’Unione europea, causa C-439/06, sentenza del 22 maggio 2008, *Citiworks AG c. Sächsisches Staatsministerium für Wirtschaft und Arbeit als Landesregulierungsbehörde, Flughafen Leipzig/Halle GmbH e Bundesnetzagentur*, Raccolta, 2008, I-3913, nonché in *Riv. it. dir. pubbl. com.*, 2008, 1547, con nota di C. PETRUZZO.

EnWG del 7 luglio 2005), il gestore dell'aeroporto chiede il riconoscimento come "rete delimitata" (*Objektnetz*) in base al par. 110 EnWG. Grazie a tale riconoscimento, il gestore avrebbe evitato l'applicazione delle regole riguardanti i sistemi di distribuzione. Nello stesso tempo, però, Citiworks non avrebbe più avuto accesso alla rete privata per fornire energia elettrica al suo cliente. In seguito all'opposizione del fornitore, la corte d'appello regionale di Dresda sottopone alla Corte di Giustizia una questione pregiudiziale, e cioè se il par. 110 EnWG sia compatibile con le disposizioni sull'accesso di terzi della seconda direttiva elettricità (54/03) allorché esclude l'accesso di terzi "anche nell'ipotesi in cui il libero accesso al detto sistema non comporti alcun irragionevole aggravio".

Sia l'avvocato generale che la Corte si pronunciano per l'incompatibilità della norma tedesca. La direttiva 54/03 non prevede deroghe generali all'accesso di terzi per reti private con consumi limitati o connesse ad altre attività economiche. In particolare, l'Avvocato generale osserva (par. 84 delle Conclusioni) che escludere l'accesso di terzi quando l'attività principale del gestore di rete non sia la distribuzione di energia significherebbe creare disparità di trattamento fra clienti finali. Pertanto, le reti private definite dal legislatore tedesco sono sistemi di distribuzione al pari di tutti gli altri.

La Corte aggiunge che deroghe all'accesso di terzi possono essere autorizzate dagli Stati Membri nel caso di insufficiente capacità. Si tratta, però, di una valutazione da condurre caso per caso. Non sono ammesse deroghe in termini generali e in mancanza di una concreta valutazione dell'incapacità tecnica della rete di soddisfare le richieste di accesso provenienti da terzi (par. 57 della sentenza). Inoltre, gli Stati Membri potrebbero autorizzare deroghe al diritto di accesso qualora tale misura sia necessaria per adempiere gli obblighi di pubblico servizio previsti dall'art. 3 dir. 54/03. Tuttavia, la Corte osserva che gli Stati Membri dovrebbero da un lato verificare se l'accesso illimitato ostacoli

l'adempimento degli obblighi, dall'altro se esistano modalità di adempimento che non ledano il diritto di accesso (par. 60).

I commenti alla sentenza sono generalmente concordi nel ritenere che, almeno sotto il profilo dell'accesso di terzi, sia diventato molto difficile prevedere una disciplina differenziata per le reti private. La sentenza ha generato preoccupazioni non solo in Germania, dove si registrava una prassi costante di esentare centinaia di reti private dagli obblighi di accesso, ma anche nel Regno Unito, dove era prevista un'esenzione dei sistemi privati di distribuzione dalla licenza normalmente prevista per le imprese distributrici⁴. Si noti, peraltro, che la sentenza della Corte ha riguardato solo un aspetto specifico, e cioè l'inammissibilità di deroghe generali al diritto di accesso. Rimangono aperti gli interrogativi sulle modalità di attuazione del diritto di accesso per le reti private, nonché la regolazione di altri aspetti. Lo stesso avvocato generale ha osservato (par. 87 delle Conclusioni) che gli Stati Membri dispongono di un ampio potere discrezionale quanto alle modalità di attuazione dell'obbligo di accesso e potrebbero "prevedere oneri amministrativi meno gravosi per i sistemi di recente creazione o per i sistemi la cui finalità principale sia diversa dalla fornitura di energia ai clienti".

I successivi sviluppi del caso Citiworks in Germania hanno mostrato chiaramente la necessità di nuovi interventi legislativi in questa materia. La corte d'appello di Dresda si è pronunciata per l'inapplicabilità del par. 110, n. 1 EnWG, riguardante l'esenzione dall'obbligo di accesso per la categoria delle "reti delimitate" (il caso dell'aeroporto di Leipzig-Halle). Viceversa, la Corte federale di giustizia ha affermato che tale norma potrebbe essere conforme al diritto comunitario in tutti i casi in cui non si registrino comportamenti discriminatori nell'accesso

⁴ Per la Germania v. GRÄPER, SCHOSER (2010, p. 77); per il Regno Unito v. WOOD (2008).

alle reti delimitate⁵. Come vedremo nel par. 5.2, nel 2011 il legislatore tedesco ha completamente sostituito il testo del par. 110 EnWG.

La posizione dei giudici comunitari è coerente con l'obiettivo di garantire la più ampia apertura alla concorrenza dei mercati elettrici. Ma l'applicazione diretta e senza alcuna deroga alle reti private di tutte le regole riguardanti i sistemi di distribuzione può da un lato generare oneri amministrativi eccessivi e ingiustificati, dall'altro risultare impossibile in alcune circostanze. Ad esempio, non è chiaro chi dovrebbe farsi carico dei costi di modifica della rete privata che siano necessari per garantire il diritto di accesso del cliente allacciato alla medesima rete⁶. Una parziale risposta è venuta dalla nuova disposizione sui SDC inclusa nel Terzo Pacchetto, alla quale è dedicato il paragrafo che segue.

Anche in Italia si è cercato di tener conto della posizione della Corte di Giustizia introducendo una distinzione fra il più generale diritto di accesso dei terzi e un più ristretto diritto di libero accesso che spetterebbe agli utenti di alcune reti private. Della compatibilità di tale soluzione con il diritto europeo si parlerà nel par. 2.3.

1.3 I sistemi di distribuzione chiusi

La sentenza Citiworks fu pubblicata mentre era in corso nel Parlamento europeo la discussione sulla proposta di Terzo Pacchetto Energia, presentata dalla Commissione nel settembre 2007. Già nel testo approvato in prima lettura dal Parlamento compariva una disposizione che, pur confermando il diritto di accesso, ammetteva l'esenzione dei "siti industriali" dalla maggior parte degli obblighi previsti per i ge-

⁵ V. la decisione dell'*OLG Dresden* del 10 marzo 2009 e la decisione del BGH del 24 agosto 2010 (quest'ultima pubblicata in *Recht der Energiewirtschaft*, 2011, 19).

⁶ V., in questo senso, HUNT (2011, p. 107-109).

stori di reti. Nel successivo negoziato con il Consiglio questa esenzione è stata precisata sul piano della definizione e ridotta dal punto di vista del suo campo di applicazione. Il testo attualmente in vigore della dir. 72/09 contiene un riferimento ai SDC nel considerando (30) e una loro definizione, accompagnata dalle possibili esenzioni, nell'art. 28.

Il considerando (30) illustra la motivazione principale delle regole previste per i SDC, e cioè la possibilità concessa agli Stati Membri di esentare i gestori da obblighi che costituirebbero un onere amministrativo superfluo a causa della natura particolare del rapporto tra gestore e utenti del sistema. Lo stesso considerando fornisce un elenco esemplificativo di casi in cui i SDC possono trovare applicazione: "siti industriali, commerciali o di servizi condivisi, quali gli edifici delle stazioni ferroviarie, gli aeroporti, gli ospedali, i campeggi di grandi dimensioni con strutture integrate o gli stabilimenti dell'industria chimica".

L'art. 28 contiene una definizione di SDC. Solo i sistemi che presentano le seguenti caratteristiche possono ottenere tale qualifica dagli Stati Membri:

- a) deve trattarsi di un sito geograficamente limitato. Secondo la Commissione, questo significa che utenti al di fuori di tale sito non possono essere connessi al SDC⁷;
- b) deve trattarsi di un sito industriale, commerciale o di servizi condivisi. La Commissione (p. 10) richiama il riferimento agli ospedali nel considerando (30) per ammettere la possibilità di un uso non commerciale del sito. Pertanto, attività del settore non profit sarebbero ammesse. Il tipo di uso è menzionato principalmente per escludere la possibilità di rifornire clienti civili all'interno del SDC. L'unica eccezione prevista in proposito dall'art. 28.4 è la presenza nell'area

⁷ Commissione europea (2010, p. 10). Le note interpretative della Commissione sono utili in sede di interpretazione della direttiva, ma non sono vincolanti. Solo la Corte di Giustizia dell'Unione europea può fornire interpretazioni vincolanti della normativa europea.

del SDC di un numero limitato di nuclei familiari che abbiano un rapporto di lavoro o un vincolo simile con il proprietario del SDC;

c) deve trattarsi di un sistema che presenta una delle seguenti caratteristiche: integrazione delle operazioni o del processo di produzione degli utenti, oppure distribuzione di energia elettrica principalmente al proprietario o al gestore del sistema o alle imprese correlate. Nel caso dell'integrazione, può trattarsi di interdipendenze legate al processo produttivo. La Commissione propone l'esempio dell'energia termica derivante dalla produzione di energia elettrica e impiegata da altri utenti del SDC. Altro esempio potrebbe essere la necessità di adottare standard di continuità del servizio diversi da quelli previsti per le reti pubbliche (p. 11 della nota interpretativa). Nel caso di distribuzione prevalente, la disciplina comunitaria non specifica alcuna soglia minima di riferimento, ma è plausibile ipotizzare una percentuale di autoconsumo non inferiore al 70% previsto in Italia dalla definizione di autoproduttore (art. 2.2 d.lgs. 79/99).

La presenza dei requisiti a)-c) deve essere accertata dai regolatori di settore o da altre autorità competenti, ad esempio il governo o il ministero competente⁸. Dal riconoscimento come SDC deriva la possibilità di ottenere due esenzioni dal regime normalmente applicabile alle imprese distributrici:

- 1) esenzione dall'obbligo di acquistare l'energia necessaria per coprire le perdite di rete e la capacità di riserva con procedure trasparenti, non discriminatorie e basate su criteri di mercato;
- 2) esenzione dall'obbligo di far approvare preventivamente dal regolatore le tariffe o le metodologie di calcolo. Questo significa che gestore del SDC e utenti possono negoziare liberamente le tariffe. A

⁸ In Belgio la federazione dei gestori di reti ha affermato che il riconoscimento come SDC non potrebbe essere automatico in presenza dei requisiti, ma dovrebbe tener conto della sicurezza e dell'efficienza del sistema. Inoltre, il mantenimento dei requisiti dovrebbe essere verificato periodicamente. V. SYNERGRID (2010, p. 8).

ciascun utente del SDC è comunque concessa la possibilità di chiedere al regolatore di rivedere e approvare le tariffe.

Al di là di queste due esenzioni espressamente previste, la Commissione ritiene possibile per gli Stati Membri stabilire regole che tengano conto della particolare situazione dei SDC (p. 11s. della nota interpretativa). Gli esempi proposti riguardano le regole tecniche di connessione (art. 5 dir. 72/09), i criteri in base ai quali designare il gestore del SDC (art. 24 dir. 72/09), la definizione di ruoli e responsabilità dei gestori di SDC per quanto riguarda il funzionamento dei mercati al dettaglio e l'accesso alle reti (art. 41 dir. 72/09). Com'è ovvio, ai SDC non si applicano gli obblighi di separazione verticale se hanno meno di 100.000 utenti, a patto che tale esenzione sia stata introdotta nella legislazione dello Stato Membro (art. 26.4 dir. 72/09). In linea con la sentenza Citiworks, ai SDC si applicano in ogni caso le regole sul diritto di accesso di terzi.

L'art. 28 ritaglia una posizione nel regime regolatorio europeo per una sotto-categoria di sistemi di distribuzione. Tuttavia, molti problemi di attuazione rimangono irrisolti. Gli Stati Membri e i regolatori nazionali potrebbero fare scelte diverse su ciascuno degli aspetti menzionati in precedenza. Anche l'applicazione degli obblighi di servizio pubblico ai SDC sarà probabilmente differente (HUNT 2011, p. 115-119). Inoltre, non è chiaro se i margini di manovra lasciati agli Stati Membri garantiscano la flessibilità sufficiente per regolare i SDC esistenti e per promuovere il loro sviluppo.

Nel caso dell'Italia, l'attuazione dell'art. 28 è stata del tutto insufficiente. L'art. 38.5 d.lgs. 93/11 ha identificato i SDC nelle reti interne di utenza (RIU) e nelle altre reti private (RPr). I sistemi efficienti di utenza (SEU) non sarebbero invece qualificabili come SDC. Si tratta di un riferimento insufficiente, perché non chiarisce quale delle due esenzioni possibili secondo l'art. 28 si applichi alle reti private italiane. In mancanza di ulteriori indicazioni, l'unica interpretazione plausibile è

che alle RIU e alle RPr si applichino entrambe le esenzioni. Inoltre, nulla si dice sulle altre misure di riduzione degli oneri della regolazione che la normativa europea ammette. È possibile, inoltre, che l'esclusione dei SEU dalla nozione di SDC non sia compatibile con quanto affermato dalla Corte di Giustizia nella sentenza Citiworks. Un sistema di distribuzione che non sia una rete pubblica e non sia un SDC non sarebbe ammesso. L'ipotesi di autoconsumo prevalente a cui fa riferimento l'art. 28.1, lett. b) sembrerebbe corrispondere alla categoria italiana del SEU.

La tabella che segue propone un confronto sintetico fra SDC, RIU e RPr. Per la discussione delle ultime due categorie di reti private si rimanda al secondo capitolo.

Tabella 1. SDC, RIU e RPr

Caratteristiche	SDC	RIU	RPr
Delimitazione geografica	Sì	Sì	No
Finalità	Industriale, commerciale o servizi condivisi	UP e UC industriale	Nessun vincolo
Integrazione	Sì	No	No
Autoconsumo	Sì, in alcuni casi	No	No
Diritto accesso di terzi	Sì	Solo in alcuni casi, altrimenti libero accesso	Solo libero accesso

Il confronto fra le tre definizioni di reti private permette di formulare due osservazioni. In primo luogo, le attuali definizioni di RIU e RPr non coincidono del tutto con la definizione di SDC. In particolare, mancherebbe il requisito dell'integrazione (o in alternativa l'autoconsumo prevalente). È possibile che tale requisito sia spesso presente nelle RIU esistenti e possa facilmente essere ottenuto nelle future RPr. In secondo luogo, il diritto di accesso di terzi dovrebbe essere applicato

senza distinzioni a tutte le reti private. Ovviamente, rimane la possibilità di prevedere procedure semplificate per la sua attuazione.

Queste due osservazioni suggeriscono che il legislatore italiano dovrebbe modificare l'art. 38.5 d.lgs. 93/11 e fare scelte più coerenti con la nozione europea di SDC. Le definizioni italiane di SEU, RIU e RPr dovrebbero essere allineate alla definizione europea di SDC. Inoltre, la regolazione delle tre categorie di reti private dovrebbe da un lato rispettare i vincoli imposti dalla direttiva europea, dall'altro sfruttare i margini di manovra che tale direttiva concede sul piano delle esenzioni e della riduzione degli oneri amministrativi.

1.4 Le reti private nei codici di rete europei

I codici di rete europei sono predisposti dall'associazione dei gestori di reti di trasmissione ENTSO-E. Secondo quanto prevedono gli art. 6, 7 e 8 reg. 714/09, ENTSO-E predispone i codici di rete su questioni riguardanti la gestione transfrontaliera delle reti e l'integrazione dei mercati. L'Agenzia europea dei regolatori dell'energia (ACER) redige le linee guida a cui ENTSO-E deve attenersi, esprime un parere su ciascun codice di rete e può sottoporlo alla Commissione perché lo approvi attraverso la procedura comitologica. L'approvazione da parte della Commissione rende il codice di rete vincolante per gli Stati Membri. Questi ultimi possono comunque redigere codici di rete su aspetti esclusivamente nazionali e non in contrasto con i codici di rete europei⁹.

Il processo di approvazione dei primi codici di rete è in corso. Ai fini di questo rapporto il dato interessante è che i primi codici sottoposti al parere dell'ACER fanno esplicito riferimento ai SDC e li equi-

⁹ Per un'analisi dettagliata v. GRÄPER, SCHOSER (2010, p. 495ss.); MUSIALSKI (2011, p. 49ss.).

parano alle reti di trasmissione e di distribuzione. In particolare, i gestori di SDC sono responsabili sia per quanto riguarda i requisiti tecnici che devono essere rispettati dai produttori che per la gestione della domanda (*Demand Side Response*)¹⁰. Si tratta di una scelta che conferma la collocazione dei SDC nell'ambito della categoria dei sistemi di distribuzione. Si noti, peraltro, che i SDC, come qualsiasi gestore di rete, possono chiedere al regolatore nazionale una deroga ai requisiti previsti dai codici di rete. Inoltre, i codici sono redatti in modo da salvaguardare il principio di sussidiarietà. I requisiti previsti dovrebbero garantire un'armonizzazione di alto livello, lasciando ai gestori di rete o ai regolatori nazionali il compito di specificare i dettagli (soglie o parametri), in modo da tener conto delle situazioni locali o regionali. Una conseguenza importante di questo margine di flessibilità è che la regolazione delle reti private italiane può discostarsi, laddove opportuno, dalle previsioni generali dei codici europei.

1.5 La nuova direttiva sull'efficienza energetica

La direttiva 2012/27/UE sostituisce la precedente direttiva in materia di efficienza energetica. Si tratta di un intervento che rafforza ed estende gli obiettivi della politica europea in questo settore. Benché non siano stati introdotti obiettivi obbligatori, è previsto (art. 7) un regime obbligatorio di efficienza energetica, da realizzare in conformità ai principi stabiliti nella direttiva, nonché il rafforzamento delle misure sull'efficienza energetica già adottate in precedenza per diversi settori. Ai fini di questo rapporto, è utile segnalare alcune disposizioni che potrebbero contribuire alla definizione del quadro regolatorio italiano per

¹⁰ V. ENTSO-E, *Network Code for Requirements for Grid Connection Applicable to All Generators*, 26 giugno 2012. In data 13 ottobre 2012 l'ACER ha richiesto alcune modifiche al codice, ma su aspetti non riguardanti i SDC. V. anche ENTSO-E, *Draft Network Code on Demand Connection*, 5 dicembre 2012.

le reti private. L'attuazione complessiva della direttiva deve avvenire entro il 5 giugno 2014, ma molti degli obblighi previsti per specifici settori devono essere attuati prima di tale data.

In primo luogo, l'art. 15 chiede ai regolatori di tenere nella dovuta considerazione l'efficienza energetica allorché prendono decisioni sul funzionamento delle infrastrutture dell'energia elettrica. Lo stesso articolo (par. 6) consente agli Stati Membri di favorire la collocazione degli impianti CAR in prossimità delle zone della domanda, in modo da ridurre i costi di connessione e di uso del sistema. Si tratta di un collegamento esplicito fra politiche sull'efficienza energetica e sviluppo delle reti private, dal momento che queste ultime garantiscono la contiguità territoriale fra produzione e domanda.

In secondo luogo, l'Allegato XI, dedicato ai criteri di efficienza energetica per la regolamentazione delle reti dell'energia e per le tariffe, impone di adottare una regolamentazione che non impedisca agli operatori di rete e ai rivenditori al dettaglio di rendere disponibili servizi di sistema. Fra questi, sono menzionati i risparmi di energia ottenuti grazie alla gestione della domanda di clienti decentralizzati da parte degli aggregatori di energia e la connessione di fonti di generazione da siti più vicini ai luoghi di consumo. Anche queste indicazioni suggeriscono che le scelte in materia di reti private dovranno essere adeguatamente considerate in sede di attuazione della direttiva e trovare una collocazione nei piani nazionali di efficienza energetica che ciascuno Stato Membro deve predisporre con cadenza triennale a partire dal 2014.

1.6 Considerazioni generali sulla normativa europea

Le politiche europee in materia di energia hanno una chiara influenza sulle scelte italiane nel campo delle reti private. L'apertura alla concorrenza impone di applicare anche alle reti private il diritto di ac-

cesso di terzi. In termini più generali, il legislatore comunitario ha evitato di creare una categoria di reti con un regime giuridico completamente differente dalle reti di trasmissione e distribuzione. Nello stesso tempo, l'introduzione dei SDC nell'art. 28 dir. 72/09 apre la strada a interventi regolatori che garantiscano alle reti private flessibilità e riduzione degli oneri amministrativi. Le previsioni introdotte nella nuova direttiva sull'efficienza energetica rafforzano questa indicazione. La regolazione delle reti pubbliche deve garantire lo sviluppo di reti private qualora si tratti dello strumento ottimale per conseguire gli obiettivi indicati dalla dir. 27/12.

Il legislatore italiano ha a disposizione diverse opzioni per raccogliere le indicazioni provenienti dal diritto europeo. La SEN e i futuri piani d'azione nazionali per l'efficienza energetica sono gli strumenti più adatti per pianificare lo sviluppo delle reti private in modo coerente con le politiche europee. Previsioni più dettagliate sui criteri di regolazione delle reti private possono essere adottate in sede di attuazione della dir. 27/12, nonché attraverso una revisione della norma italiana in materia di SDC. Quest'ultima dovrebbe allineare le diverse categorie di reti private alla definizione comunitaria. Nello stesso tempo, dovrebbero trovare spazio nella normativa italiana e negli interventi dell'Aeeg soluzioni regolatorie che riducano gli oneri amministrativi in materia di regole tecniche di connessione, diritto di accesso, obblighi di servizio pubblico, rapporti con i gestori di reti pubbliche e attività nel mercato al dettaglio. Indicazioni più dettagliate su ciascuno di questi aspetti sono proposte nel secondo capitolo.

CAPITOLO SECONDO

LA NORMATIVA ITALIANA IN MATERIA DI RETI PRIVATE

Questo capitolo descrive in dettaglio l'evoluzione del quadro normativo e regolatorio italiano. Come vedremo, si tratta di un quadro tuttora in evoluzione. Se i primi interventi si riferivano a reti private mono-utente, è diventato ben presto chiaro che la crescita della generazione distribuita rendeva possibile, e in qualche caso necessario, il ricorso a reti private multi-utenti. La possibilità di ricorrere alle tecnologie delle reti intelligenti rende tale prospettiva ancora più attraente. Tuttavia, la transizione verso un sistema elettrico che preveda la coesistenza di reti pubbliche e di reti private deve superare non pochi ostacoli. Nel corso del paragrafo descriveremo i vari interventi succedutisi nel tempo. La mancanza di una visione d'insieme ha prodotto un regime giuridico estremamente frammentato. Attualmente, gli operatori non dispongono di alcuna certezza in merito alla convenienza delle scelte di investimento nelle reti private.

Il paragrafo 2.1 descrive le due ipotesi che hanno preceduto lo sviluppo delle reti private, e cioè le linee dirette e le piccole reti isolate. Il paragrafo 2.2 descrive il quadro normativo e regolatorio per i sistemi efficienti di utenza (SEU). Il paragrafo 2.3 si occupa delle reti interne di utenza (RIU). Il paragrafo 2.4 è dedicato alle altre reti private (RPr), diverse da SEU e RIU. Il paragrafo 2.5 discute l'interpretazione fornita dai giudici amministrativi ed i suoi effetti sulla futura regolazione. Il paragrafo 2.6 descrive le critiche all'attuale regime da parte dell'Agcm. Il paragrafo 2.7 ricostruisce la posizione dell'Aeeg in materia di reti private. Il paragrafo 2.8 propone alcune considerazioni conclusive sul-

l'attuale quadro normativo e illustra le opzioni disponibili per una sua revisione.

2.1 Linee dirette e piccole reti isolate

Secondo le definizioni contenute nel d.lgs. 79/99, “Linea diretta è la linea elettrica di trasporto che collega un centro di produzione ad un centro di consumo, indipendentemente dal sistema di trasmissione e distribuzione” (art. 2, n. 16). Piccola rete isolata è “ogni rete con un consumo inferiore a 2.500 GWh nel 1996, ove meno del 5 per cento è ottenuto dall’interconnessione con altre reti” (art. 2, n. 17).

La definizione italiana di linea diretta sembra meno precisa e più restrittiva rispetto alla definizione comunitaria. Si fa riferimento ad una linea indipendente dal sistema di trasmissione e distribuzione, ma è più corretto ritenere che si tratti di un collegamento complementare. La linea diretta potrebbe essere collegata in uno o più punti alle reti pubbliche, oppure essere collegata a reti private che sono a loro volta collegate a reti pubbliche. Inoltre, la definizione italiana non distingue le due ipotesi introdotte dalla dir. 54/03, e cioè collegamento riguardante un soggetto che non svolge normalmente attività di fornitura di elettricità e collegamento che coinvolge un’impresa fornitrice di elettricità (v. par. 1.1). La definizione è ripetuta nel TIT (art. 1, del. Aeeg ARG/elt 199/11) e nel Glossario del codice di rete Terna.

Per quanto riguarda la disciplina delle linee dirette, il legislatore italiano si è limitato a rinviare alle regole generali sull’autorizzazione di elettrodotti (art. 3.13 d.lgs. 79/99). Per linee superiori a 120 kV è richiesto il parere del gestore del sistema di trasmissione elettrica. L’obbligo di motivazione per il rifiuto dell’autorizzazione è già previsto dalla disciplina generale del procedimento amministrativo. Sulla scorta della disciplina comunitaria, le uniche ragioni che potrebbero impedire

la costruzione di linee dirette sono legate all'attuazione di obblighi di servizio pubblico. Si noti, inoltre, che secondo quanto prevede l'art. 3.3 d.m. 25 giugno 1999 le linee dirette non sono considerate reti di distribuzione. Questo significa che alle linee dirette non si applicano le regole sul diritto di accesso di terzi e sulla separazione verticale. Come osservato nel par. 1.1, questa scelta potrebbe essere in contrasto con l'apertura alla concorrenza richiesta dalle direttive elettricità.

La definizione italiana di piccola rete isolata ricalca esattamente la definizione comunitaria (ma nella versione del 1996). L'art. 7 d.lgs. 79/99 prevedeva un regolamento ministeriale, mai emanato, che ne assicurasse il corretto funzionamento, lo sviluppo delle interconnessioni con la rete nazionale e la priorità delle fonti rinnovabili. L'Italia non ha chiesto deroghe alle direttive comunitarie, probabilmente perché non era in grado di dimostrare problemi che giustificassero tali deroghe. Pertanto, le piccole reti isolate sono oggi considerate reti con obbligo di connessione di terzi (v. art. 1 TIT e Glossario codice di rete Terna)¹. È stata, invece, utilizzata la deroga comunitaria che consente di esentare dagli obblighi di separazione i distributori verticalmente integrati le cui reti alimentano meno di 100.000 clienti finali (art. 1.1 l. 125/07).

La definizione comunitaria di microsistema isolato non è stata recepita dal legislatore italiano.

2.2 Sistemi efficienti di utenza

Il primo intervento significativo del legislatore italiano in materia di reti private è avvenuto nel 2008 con riferimento ai SEU. Le disposizioni rilevanti sono la definizione di SEU, contenuta nell'art. 2.1, lett. t), e l'art. 10 d.lgs. 115/08. Con tale decreto si dava attuazione alla

¹ Lo schema di concessione per l'attività di distribuzione prevede il rilascio di una sub-concessione alle piccole reti isolate (art. 3.1 all. A alla delibera AeeG 37/01).

direttiva 2006/32/CE, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici. Data la rilevanza dei SEU, è opportuno ricostruire nel dettaglio la formazione di tali norme e le loro successive modifiche.

Per cominciare, la dir. 32/06 non conteneva alcun riferimento ai sistemi efficienti di utenza. La relazione illustrativa che accompagnava il testo di decreto legislativo presentato per il parere alle Camere (atto n. 229) giustificava l'introduzione dell'art. 10 con riferimento al generico obbligo, imposto dalla direttiva, di "eliminare le barriere e le imperfezioni esistenti sul mercato che ostacolano un efficiente uso finale dell'energia" (art. 1, lett. a), dir. 32/06). Nel testo del decreto, l'art. 10 compare nel Capo III, intitolato alla semplificazione e rimozione degli ostacoli normativi. È evidente, quindi, che l'intenzione del legislatore era di predisporre regole che favorissero lo sviluppo dei SEU. Come vedremo, si tratta di una finalità che occorre tener presente per valutare i numerosi contrasti interpretativi in materia.

Il testo del decreto inizialmente presentato dal governo conteneva alcune significative differenze rispetto al testo poi definitivamente approvato. In primo luogo, la definizione di SEU non menzionava il limite dei 10 MW per l'impianto di produzione di energia elettrica. Tale limite compariva solo nell'art. 10, nel quale serviva a identificare i SEU per i quali l'Aeeg avrebbe dovuto regolare l'accesso al sistema elettrico facendo esclusivo riferimento all'energia elettrica scambiata con la rete elettrica sul punto di connessione. Pertanto, in questa prima versione del decreto si ammettevano SEU con potenza superiore a 10 MW, ma con un trattamento meno favorevole rispetto ai SEU di minori dimensioni. Torneremo sulle regole di accesso al sistema nel par. 2.7.

La seconda differenza nella prima versione del decreto rispetto al testo finale era la presenza di un primo comma nell'art. 10, con il quale si escludeva esplicitamente che il trasferimento di energia elettrica al cliente finale fosse qualificabile come attività di distribuzione. Si

trattava di una precisazione che serviva a prevenire controversie interpretative rispetto alla riserva dell'attività di distribuzione ai titolari di concessioni, secondo quanto previsto dall'art. 1.1 d.lgs. 79/99.

Le disposizioni sui SEU nella prima versione del decreto riflettevano la posizione espressa nel dicembre 2007 dall'Aeeg con l'atto n. 54/07². Il regolatore si era già pronunciato in favore dell'esclusione dalle attività di distribuzione degli impianti su siti dei clienti, nonché per la soluzione di misurare l'energia elettrica prelevata ed immessa esclusivamente sul punto di connessione.

Nella versione finale del d.lgs. 115/08 il limite dei 10 MW è stato spostato dall'art. 10 alla definizione generale di SEU nell'art. 2.1, lett. t). Inoltre, tale limite è stato riferito ad una potenza complessivamente installata sullo stesso sito. Questo spostamento ha avuto l'effetto di impedire la costituzione di SEU oltre tale limite di potenza, invece ammessa nella prima versione del decreto. Dalla versione finale dell'art. 10 è scomparso anche il primo comma, che escludeva i SEU dall'ambito delle attività riservate ai concessionari di servizi di distribuzione. La mancanza di una presa di posizione su questo aspetto è una delle cause delle successive controversie.

Sia la definizione di SEU che la sua disciplina sono state modificate a distanza di meno di due anni. Il d.lgs. 56/10 innalza il limite di potenza per gli impianti SEU da 10 a 20 MW, chiarendo che si tratta di potenza nominale. Inoltre, si specifica che il collegamento privato all'impianto per il consumo di un solo cliente finale non prevede l'obbligo di connessione di terzi. Tale precisazione serve ad escludere dalla definizione di SEU le altre reti private con obbligo di connessione di terzi o con obbligo di libero accesso³.

² Il testo dell'atto n. 54/07 del 13 dicembre 2007 è riprodotto nel documento di consultazione Aeeg n. 33/08 del 4 novembre 2008, p. 4.

³ Questa precisazione si legge nella relazione illustrativa al testo presentato per il parere alle commissioni parlamentari. Occorre tener presente che prima del d.lgs. 56/10

Interventi anche più consistenti sono stati adottati per l'art. 10 d.lgs. 115/08. In primo luogo, si introduce un riferimento generale ai principi di corretto funzionamento del mercato elettrico e di uniformità di trattamento sul territorio nazionale. Tale riferimento sembrerebbe escludere la possibilità di spingere oltre un certo limite il regime di favore per i SEU.

In secondo luogo, si chiarisce che i corrispettivi tariffari per trasmissione, distribuzione e dispacciamento, nonché gli oneri generali di sistema e gli oneri connessi allo smantellamento delle centrali nucleari sono calcolati esclusivamente con riferimento all'energia elettrica "prelevata" (e non "scambiata") sul punto di connessione. La relazione illustrativa del d.lgs. 56/10 motiva tale modifica con l'obiettivo di equiparare il regime di prelievo da un SEU con il regime di prelievo di qualsiasi cliente finale. L'entità dei corrispettivi e degli oneri di sistema è cruciale per la realizzazione e il funzionamento del SEU. Questo tema sarà approfondito nel par. 4.6.

In terzo luogo, si precisano le due condizioni alle quali gli impianti già esistenti possono essere qualificati SEU. Deve trattarsi di sistemi per i quali siano state almeno ottenute tutte le necessarie autorizzazioni. Inoltre, la loro configurazione deve corrispondere alla nuova definizione di SEU o, in alternativa, devono connettere tramite collegamento privato esclusivamente impianti di produzione e consumo nella titolarità del medesimo soggetto giuridico. Quest'ultima previsione sembrerebbe aprire la strada ad una qualifica come SEU di sistemi privi di tutti gli altri requisiti, purché avessero già ottenuto le necessarie autorizzazioni nel 2008 e vi fosse coincidenza del produttore con il cliente finale⁴. Questa interpretazione è adottata dall'Aeeg nel DCO 33/11 (p.

era stata emanata la l. 99/09, che contiene una disciplina generale delle RIU e delle RPr. V. i par. 2.3 e 2.4.

⁴ È preferibile mantenere il riferimento al 2008, data di entrata in vigore del d.lgs. 115/08, per il riconoscimento della qualifica di SESEU. L'art. 10.2 fa riferimento anche all'accertamento dei requisiti al momento dell'emanazione dei relativi provvedi-

14s.). Secondo il regolatore, i Sistemi Equiparati ai SEU (SESEU) non devono rispettare il requisito di proprietà o piena disponibilità del cliente finale per le aree in cui sono collocati, né sarebbe richiesto che tale area sia unica. L'Aeeg non fa riferimento ai requisiti per l'impianto di produzione, ma ammettere una deroga anche in quel caso sarebbe in contrasto con le finalità generali di promozione dell'efficienza energetica⁵.

È possibile, a questo punto, analizzare i vari elementi che contribuiscono alla qualificazione di una rete privata come SEU. La tabella 2 propone un quadro sintetico di tali elementi. Come vedremo, la mancanza di provvedimenti di attuazione da parte dell'Aeeg non ha consentito di risolvere i principali problemi applicativi. Fino ad oggi, il riconoscimento della qualifica di SEU è estremamente raro.

- 1) Dal punto di vista della tecnologia di produzione, deve trattarsi di impianti alimentati da fonti rinnovabili o di cogenerazione ad alto rendimento. Secondo l'Aeeg, sono senz'altro ammissibili impianti con tecnologie miste, perché potrebbero garantire benefici più elevati in termini di efficienza energetica (DCO 33/11, p. 14). Tuttavia, la parte rimanente della produzione deve necessariamente essere da fonte rinnovabile, altrimenti il sistema non può essere qualificato come SEU. In ogni caso, la compresenza di differenti tecnologie non modifica il regime tariffario applicabile al SEU.
- 2) Come ricordato in precedenza, la potenza nominale massima è 20 MW. Il riferimento alla potenza complessivamente installata sullo stesso sito lascia aperta la possibilità che il SEU comprenda più

menti da parte dell'Aeeg. Ma nelle intenzioni del legislatore tali provvedimenti avrebbero dovuto essere emanati entro 90 giorni. Riconoscere un regime derogatorio per SESEU costituiti dopo il 2008 non appare coerente con gli obiettivi del legislatore.

⁵ Nella risposta alla consultazione sul DCO 33/11, Confindustria ritiene che i SESEU non debbano avere i requisiti di potenza e di tipologia di produzione di energia previsti per i SEU. Si tratta però di un'interpretazione difficilmente compatibile con il riferimento, nell'art. 10.2, ad "una configurazione conforme alla definizione di cui all'art. 2, comma 1, lett. t)" d.lgs. 115/08.

impianti di produzione, ma in ogni caso rimane valido il limite massimo di potenza (v.già Aeeg, DCO 33/08, p. 3). Tutti gli impianti di produzione devono essere registrati nel sistema Gaudì.

- 3) Sia gli impianti di produzione che il collegamento privato devono essere interamente collocati su aree di proprietà o nella piena disponibilità del cliente finale. Il riferimento alla piena disponibilità si può intendere come possibilità per il cliente finale di ottenere dai terzi proprietari delle aree la costituzione di un diritto di usufrutto o di superficie. In alternativa, è possibile ricorrere ad un contratto di comodato, locazione o leasing immobiliare. Il ricorso a tali contratti è generalmente più agevole rispetto alla costituzione di diritti reali quando proprietari delle aree siano enti pubblici. Qualora si tratti di beni demaniali o del patrimonio indisponibile dello Stato o degli enti locali, è possibile immaginare il ricorso a concessioni amministrative. Qualora il collegamento privato del SEU (ad esempio, linea elettrica che collega unità di produzione, o unità di produzione e consumo) attraversi aree di proprietà di terzi, anche il ricorso alla costituzione di diritti di servitù deve considerarsi ammissibile. Nel DCO 33/11, l'Aeeg fa riferimento alla possibilità di ottenere la disponibilità delle aree con contratti di affitto⁶ e di usufrutto. Questi riferimenti sono da considerare puramente esemplificativi. Non c'è ragione di escludere gli altri contratti o diritti reali ricordati in precedenza. Nel DCO 33/08 (p. 7), l'Aeeg ritiene necessaria la continuità territoriale di tutte le aree su cui è collocato il SEU. Il docu-

⁶ Dal punto di vista giuridico, il riferimento all'affitto non è corretto. La definizione di affitto fa riferimento al godimento di una cosa produttiva, mobile o immobile (art. 1615 c.c.). Nel caso di collocazione di impianti di produzione o di reti private su aree di proprietà altrui, non è rilevante che si tratti di cosa produttiva (ad esempio terreno agricolo). Pertanto, si stipulerà un contratto di locazione, definito come godimento di una cosa mobile o immobile per un dato tempo verso un determinato corrispettivo (art. 1571 c.c.). Ovviamente, la realizzazione degli impianti richiederà le necessarie autorizzazioni urbanistiche. Nel caso di contratto di locazione, l'onere di richiederle è a carico del conduttore (quindi il cliente finale del SEU), salvo diverso accordo tra le parti.

mento di consultazione 33/11 (p. 16) precisa che la continuità deve intendersi al netto di strade, strade ferrate, corsi d'acqua e laghi.

- 4) Il numero minimo di soggetti coinvolti in un SEU è sicuramente uno (titolare degli impianti di produzione e di consumo). Dubbi interpretativi sorgono invece sul numero massimo. Occorre considerare la posizione del produttore, la posizione del cliente finale e il possibile intervento di terzi mandatari. Per quanto riguarda il produttore, la definizione di SEU nell'art. 2.1, lett. t) fa riferimento a impianti di produzione “nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale”. Già nel DCO 33/08 (p. 3) l'Aeeg interpretava tale disposizione come divieto di ammettere nei SEU più di un produttore. Nel documento di consultazione 33/11, l'Aeeg richiama la definizione di produttore presente nell'art. 2.18 d.lgs. 79/99. Tale definizione esclude la rilevanza della proprietà degli impianti per ottenere la qualifica di produttore. Pertanto, l'Aeeg ritiene sufficiente che il produttore del SEU sia l'intestatario dell'officina elettrica relativa ai singoli impianti e delle autorizzazioni alla realizzazione e all'esercizio dei singoli impianti. Il regolatore conferma, però, che deve trattarsi di un unico soggetto. Secondo questa interpretazione, diventa irrilevante la proprietà degli impianti di produzione, che potrebbe essere del produttore, del cliente finale, condivisa fra entrambi o di un terzo. La stessa Aeeg rileva (DCO 33/11, p. 23) che spesso il cliente finale affida ad altri soggetti la progettazione, realizzazione e gestione degli impianti. I medesimi soggetti possono provvedere alla compravendita di energia elettrica in eccesso e in integrazione rispetto ai consumi del SEU. Il rapporto fra il produttore e il cliente finale può essere regolato con un contratto per la prestazione di servizi energetici, secondo quanto previsto dal d.lgs. 115/08⁷.

⁷ In base all'art. 2.1, lett. bb) d.lgs. 115/08, possono essere fornitori di servizi energetici le ESCo (persone fisiche o giuridiche che accettano un certo margine di rischio

5) Per quanto riguarda il cliente finale, può trattarsi di una persona fisica (cliente domestico o non domestico) o di altro soggetto giuridico. Il tema più controverso è se la definizione di SEU contenuta nell'art. 2.1, lett. t) lasci spazio ad una molteplicità di clienti finali. Occorre interrogarsi su varie ipotesi. Cosa succede se all'interno del SEU sono presenti società appartenenti al medesimo gruppo societario? E nel caso di membri di un consorzio o di una cooperativa? Nel caso di imprese appartenenti ad un'associazione temporanea di imprese? Nel caso di imprese che hanno stipulato un contratto di rete? La posizione dell'Aeeg sembra essere di totale chiusura su questo punto. Il DCO 33/11 (p. 13s.) richiama la definizione di cliente finale nell'art. 2.5 d.lgs. 79/99, da intendersi come colui che acquista energia elettrica "per uso proprio". Tale definizione impedirebbe di considerare come unico cliente finale una struttura organizzativa o contrattuale di qualsiasi tipo che prelevi energia elettrica destinata ai consumi delle società controllate, dei membri del consorzio o della cooperativa, o delle imprese che aderiscono ad un contratto di rete. La struttura organizzativa o contrattuale potrebbe solo assumere il ruolo di rappresentante unico ai fini commerciali. L'Aeeg lascia comunque aperto uno spiraglio interpretativo nel caso di consumo di energia elettrica per servizi comuni della struttura organizzativa o contrattuale. Pertanto, il regime applicabile al SEU riguarderebbe gli impianti e i consumi che una struttura organizzativa o contrattuale destina ai servizi comuni. Con riferimento ai consumi degli altri clienti, invece, si dovrebbe applicare il regime generale della distribuzione di energia elettrica. Ovviamente, condizione perché tale ipotesi si realizzi è che i consumi relativi ai servizi comuni ed i consumi degli altri clienti siano misurabili separa-

finanziario), i distributori di energia elettrica e gas, i venditori di energia al dettaglio, i distributori di forme di energia diverse dall'elettricità e dal gas, gli esperti in gestione dell'energia e le ESPCo (persone fisiche o giuridiche, ivi incluse le imprese artigiane e le loro forme consortili, che hanno come scopo l'offerta di servizi energetici).

tamente. È possibile, d'altra parte, che il SEU abbia punti di connessione separati alla rete pubblica⁸. Laddove tecnicamente possibile, la distinzione fra consumi per servizi comuni e consumi individuali avrebbe il vantaggio di rendere applicabile ad una parte della rete privata il regime tariffario di maggior favore del SEU. Inoltre, la stessa Aeeg ipotizza un SEU che sia inserito all'interno di una rete privata (RIU o no) (DCO 33/11, p. 45). Sembra, quindi, possibile ipotizzare due regimi separati per porzioni diverse di una stessa rete privata. Infine, è possibile immaginare che un soggetto terzo, fornitore o grossista, riceva dal cliente finale, dal produttore o da entrambi il mandato a stipulare i contratti per l'accesso al sistema elettrico e al mercato elettrico.

- 6) Ai SEU non si applica né l'obbligo di connessione di terzi né l'obbligo di libero accesso al sistema elettrico (per la distinzione fra le due ipotesi v. par. 2.3). Il cliente finale che riceva l'energia elettrica necessaria ai suoi consumi dal produttore del SEU, o tramite questi da un venditore esterno al SEU, si colloca nel segmento del mercato libero. Tuttavia, il cliente finale che non riceva dal produttore del SEU l'energia elettrica potrà accedere al servizio di salvaguardia o al servizio di maggior tutela tramite l'impresa distributrice di zona. Di fatto, si tratta di un riconoscimento del diritto di libero accesso al cliente finale del SEU.
- 7) Per quanto riguarda la connessione alle reti pubbliche, è prevista l'applicazione delle regole generali contenute nel TIC, TICA e TI-

⁸ Nel DCO 33/11 (p. 25-27) l'Aeeg ipotizza due situazioni nel caso il SEU sia connesso alla rete pubblica in più punti. Se i punti sono separati, ciascun punto di connessione è considerato un sistema separato. Pertanto, i servizi comuni potrebbero far capo ad un punto di connessione per il quale si applica il regime tariffario del SEU, mentre i consumi degli altri clienti finali potrebbero far capo ad un diverso punto di connessione. La seconda situazione menzionata dall'Aeeg è la presenza di punti di connessione collegati fra loro. In questo caso considerarli separati potrebbe dar luogo a complicazioni. L'alternativa prospettata è identificare un punto di connessione primario alla rete pubblica e ricondurre tutte le misure a tale punto.

QE. Nel DCO 33/11 (p. 28s.) l'Aeeg propone di introdurre alcuni obblighi di informazione a carico del SEU nei confronti del gestore di reti pubbliche. Inoltre, per la sottoscrizione del contratto di connessione si prospetta la possibilità di coinvolgere sia il cliente finale (o il suo mandatario) che il produttore.

- 8) Per il servizio di misura si applicano al SEU le regole generali. Per il periodo di regolazione 2012-2015 tali regole sono contenute nel TIME, allegato alla delibera ARG/elt 199/11. In particolare, per i punti di prelievo l'installazione e manutenzione dei misuratori, nonché la raccolta, validazione e registrazione delle misure sono nella responsabilità del gestore della rete pubblica. Per i punti di immissione, installazione e manutenzione possono essere a carico del gestore di rete o del produttore (per impianti con potenza superiore a 20 kW o non allacciati in bassa tensione); raccolta, validazione e registrazione delle misure sono a carico del gestore di rete. I corrispettivi dovuti ai gestori di rete per il servizio di misura sono stabiliti e aggiornati dall'Aeeg (v. tabelle allegate al TIME).
- 9) Per quanto riguarda i contratti relativi al trasporto, al dispacciamento, alla fornitura di energia elettrica e all'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili, l'Aeeg prospetta quattro diverse ipotesi: a) gestione di tutti i rapporti contrattuali da parte del cliente finale (inevitabile quando coincida con il produttore); b) gestione di tutti i rapporti contrattuali da parte del produttore; c) suddivisione dei rapporti contrattuali fra cliente finale e produttore; d) gestione di tutti i rapporti contrattuali da parte di un terzo grossista o venditore sulla base di un mandato senza rappresentanza (DCO 33/11, p. 34-37). Le ipotesi più frequenti sono la b) e la d): in generale, i rapporti fra il produttore o il terzo mandatario ed il cliente finale sono regolati in modo da consentire una riduzione dei costi di fornitura dell'energia elettrica e un profitto (legato agli incentivi per le fonti rinnovabili) per il produttore o il terzo mandatario. L'Aeeg non ritiene

necessario individuare un soggetto responsabile del SEU (DCO 33/11, p. 34).

- 10) Qualora all'interno del SEU siano presenti unità di produzione o di consumo abilitate a fornire risorse per il dispacciamento (risoluzione delle congestioni in fase di programmazione, riserva secondaria di potenza, riserva terziaria di potenza e risorse per il bilanciamento), si applicherà la regolazione vigente, attualmente contenuta nell'allegato A alla delibera Aeeg 111/06 e nel TIS, allegato alla delibera ARG/elt 107/09⁹.
- 11) Per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta e consumata all'interno del SEU, l'Aeeg ritiene che i rapporti fra produttore e cliente finale possano essere gestiti con un accordo privato (DCO 33/11, p. 34). Si tratterebbe di un contratto di somministrazione (art. 1559 c.c.), da collegare al contratto per i servizi energetici eventualmente stipulato per la gestione degli impianti (v. n. 4 precedente).
- 12) Al cliente finale del SEU si applica la regolazione in materia di morosità, contenuta nell'allegato A alla delibera ARG/elt 4/08. Nel DCO 33/11 (p. 43s.) l'Aeeg segnala la necessità di installare nei SEU misuratori, o interruttori comandabili a distanza, che consentano di attuare la sospensione del servizio senza impedire l'immissione in rete dell'energia elettrica prodotta dagli impianti del SEU.
- 13) Come osservato nel par. 1.3, il legislatore italiano ha escluso i SEU dalla definizione di SDC. Ma è discutibile la compatibilità di tale scelta con il diritto europeo.

L'analisi dei requisiti del SEU condotta in questo paragrafo consente di formulare alcune osservazioni. In primo luogo, i SEU sono oggi teoricamente realizzabili, ma di fatto bloccati dalla mancanza dei provvedimenti regolatori di attuazione. Tali provvedimenti servono a

⁹ I requisiti delle unità di produzione sono fissati dalle regole per il dispacciamento nel codice di rete Terna. Nella maggior parte dei casi, gli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili non possono essere abilitati a fornire risorse per il dispacciamento.

definire i rapporti del SEU con il sistema elettrico e con il mercato elettrico.

In secondo luogo, è prevedibile che, una volta emanati i provvedimenti in questione, alcuni sistemi esistenti chiedano il riconoscimento come SEU per ottenere il trattamento di favore previsto sul versante delle tariffe di accesso e degli oneri generali. Inoltre, i provvedimenti di attuazione dovrebbero dare impulso alla realizzazione di nuovi SEU. L'impatto sul funzionamento delle reti pubbliche e sulla sostenibilità complessiva del sistema elettrico sono difficili da prevedere. Tuttavia, i SEU configurati dal legislatore sono realtà circoscritte con impianti di taglia medio-piccola. È plausibile immaginare che i costi aggiuntivi per il sistema elettrico saranno inferiori ai benefici in termini di diffusione delle fonti rinnovabili e di efficienza energetica¹⁰.

In terzo luogo, la gestione dei rapporti fra produttore e cliente finale all'interno del SEU è guidata principalmente dall'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili. La formula da adottare deve tener conto della copertura dei costi necessari per la realizzazione e la manutenzione del SEU e dei costi di fornitura dell'energia elettrica. Il coinvolgimento di un fornitore di servizi energetici può rivelarsi la strada più semplice per sfruttare il potenziale di un SEU.

¹⁰ Occorre però tener conto dell'impatto complessivo sul sistema elettrico di tutte le categorie di reti private. Per una valutazione relativa agli oneri generali di sistema v. il par. 2.7.

Tabella 2. Caratteristiche del sistema efficiente di utenza (SEU)

Tecnologia di produzione	FER, CAR o tecnologie miste Limite di potenza nominale 20 MW (anche con più impianti)
Collocazione impianti	Area di proprietà o nella disponibilità del cliente finale Continuità territoriale
Cliente finale	Una sola persona fisica (cliente domestico o non domestico) o altro soggetto giuridico Può essere titolare e gestire direttamente gli impianti di produzione Non ammesse strutture organizzative (es. consorzi) o contrattuali che forniscono energia elettrica ai membri, tranne per servizi comuni
Produttore	Uno solo ammesso Non è necessario abbia la proprietà degli impianti di produzione
Terzo mandatario	Può essere incaricato di stipulare i contratti per l'accesso al sistema elettrico e al mercato elettrico
Obbligo di connessione di terzi e obbligo di libero accesso	No, ma il cliente ha diritto al servizio di salvaguardia e al servizio di maggior tutela
Connessione alle reti pubbliche	Regole generali
Servizio di misura	Regole generali
Contratti per trasporto, dispacciamento, fornitura, incentivi	Solo cliente Solo produttore Cliente - produttore Terzo mandatario (fornitore o grossista)
Corrispettivi per accesso al sistema	Per corrispettivi espressi in c€/kWh, si fa riferimento solo all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione
Oneri di sistema	Per corrispettivi espressi in c€/kWh, si fa riferimento solo all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione
Morosità cliente finale	Regole generali
Sistema di distribuzione chiuso	No

2.3 Reti interne di utenza

Il primo riferimento legislativo alle RIU si trova nell'art. 3.4 d.m. 25 giugno 1999 e riguarda la rete elettrica di proprietà delle Ferrovie dello Stato. Successivamente le RIU sono state richiamate nello schema di concessione per l'attività di distribuzione (del. Aeeg 37/01), nelle direttive per la predisposizione del codice della rete nazionale di trasmissione, con riferimento ai servizi che possono essere erogati dal gestore (all. A del. Aeeg 250/04), nei testi integrati per i servizi di trasmissione e distribuzione (a cominciare dalla del. Aeeg 5/04), nonché nelle regole tecniche di connessione alle reti di distribuzione (del. Aeeg 33/08). Alcuni documenti di consultazione diretti a fornire una definizione restrittiva di RIU (DCO del 13 aprile 2005 e del 28 luglio 2005) non hanno trovato seguito. Alle RIU fa riferimento anche il codice di rete Terna, mentre le condizioni contrattuali e tecniche per il servizio di connessione predisposte dalle imprese distributrici ignorano quasi completamente le reti private¹¹.

L'intervento legislativo fondamentale per le RIU risale alla legge 99/09. L'art. 33.1 l. 99/09 prevede una definizione di RIU, basata su cinque requisiti cumulativi, chiaramente rivolta a fornire un quadro di riferimento per le RIU esistenti. Non si tratta, quindi, di una definizione rivolta al futuro ma al passato. Questo paragrafo chiarisce innanzitutto i requisiti necessari per la qualificazione come RIU. Successivamente si descriverà la regolazione applicabile alle RIU.

I requisiti per le RIU possono essere descritti come segue:

¹¹ Nella guida di Enel per la connessione di impianti di distribuzione (versione del marzo 2012, sez. B) si prevede (p. 31s.) la possibilità di presentare un'unica domanda di connessione per "un gruppo di impianti di produzione distinti, alimentati da fonti rinnovabili e/o di cogenerazione ad alto rendimento ubicati sullo stesso terreno o su terreni adiacenti eventualmente separati unicamente da strada, strada ferrata o corso d'acqua". Si tratta di un evidente riferimento al SEU. Ma le stesse modalità di richiesta della connessione dovrebbero valere per RIU e RPr.

- a) deve trattarsi di RIU già esistenti nel 2009, oppure in fase di realizzazione o per le quali fossero già state ottenute le necessarie autorizzazioni;
- b) una RIU potrebbe non includere alcuna unità di produzione. Questa indicazione è facilmente ricavabile dall'art. 33.1, lett. b) l. 99/09, che nella definizione di RIU pone in alternativa la connessione di unità di consumo con la connessione di unità di produzione e consumo, nonché dall'art. 30.27 l. 99/09, che menziona le "reti private con eventuale produzione interna". Qualora unità di produzione siano presenti, i produttori potrebbero essere più di uno. Come per i SEU, non è rilevante la proprietà degli impianti. Anche in questo caso, quindi, si prospetta la possibilità di stipulare contratti per la fornitura di servizi energetici. Non è previsto alcun vincolo sotto il profilo delle tecnologie utilizzabili e della potenza massima;
- c) la RIU può connettere solo unità di consumo industriali, oppure unità di consumo industriali e unità di produzione "funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale". Per l'interpretazione di questo requisito da parte dell'Aeeg v. oltre. Sia le unità di consumo che di produzione devono essere collocate nel territorio di non più di tre comuni adiacenti. Se si tratta di produzione da fonti rinnovabili, l'estensione geografica della RIU può includere fino a tre province adiacenti.

La situazione normale in una RIU è la presenza di più unità di consumo. Si potrebbe ipotizzare una RIU con una sola unità di consumo. In questo caso sarebbe necessaria la presenza di unità di produzione nella disponibilità di un soggetto diverso dall'unico cliente finale. Naturalmente, la presenza di un unico cliente finale fa pensare alla possibilità di ottenere il riconoscimento come SEU. Il riconoscimento come RIU potrebbe essere richiesto solo in mancanza dei requisiti SEU;

- d) deve trattarsi di rete senza obbligo di connessione di terzi. Per l'interpretazione di questo requisito da parte dell'Aeeg v. oltre. Si aggiunge, peraltro, che ciascuno dei soggetti compresi nella RIU deve avere il diritto di connettersi alle reti pubbliche. Questo inciso riflette chiaramente quanto stabilito dalla Corte di Giustizia UE nel caso Citiworks (v. par. 1.2). Sul contenuto di questo diritto torneremo in seguito;
- e) deve essere collegata con uno o più punti di connessione ad una rete pubblica con tensione nominale non inferiore a 120 kV. Di solito, si tratta della rete di trasmissione;
- f) infine, deve essere individuato un gestore della RIU. Può trattarsi di un soggetto diverso dai titolari degli impianti di consumo e produzione, ma non di concessionari delle reti pubbliche.

La l. 99/09 prevedeva due misure di attuazione in materia di RIU. La prima (art. 30.27) delegava ad un decreto ministeriale la definizione dei rapporti fra gestori di reti pubbliche, proprietario della rete privata (non solo RIU) e clienti finali collegati a tali reti. La seconda misura di attuazione (art. 33.3) delegava all'Aeeg il compito di individuare le RIU, fissare le modalità di accesso alle reti pubbliche per i soggetti connessi alle RIU, stabilire le modalità di erogazione dei servizi di dispacciamento e di misura, nonché proporre eventuali modifiche alle concessioni per le reti pubbliche.

Consideriamo innanzitutto l'attuazione da parte dell'Aeeg¹². Il regolatore ha introdotto due modifiche alla definizione legislativa, in entrambi i casi allargando la nozione di RIU. In primo luogo, è stato affermato che in una RIU sono ammesse unità di consumo non industriali, purché almeno un'unità di consumo sia industriale. Inoltre, sono considerate RIU anche le reti che connettono unità di produzione non

¹² Si tratta delle delibere ARG/elt 52/10, ARG /elt 66/10, 130/2012/R/ee, 245/2012/R/EEL.

funzionalmente essenziali per il processo produttivo industriale. Sembrerebbe trattarsi di unità di produzione per finalità commerciali o di servizi, anche in combinazione con la finalità industriale (DCO 33/11, p. 63). Benché non sia affermato esplicitamente, sembra comunque ovvio che almeno un'unità di produzione della RIU debba essere funzionalmente essenziale.

In secondo luogo, l'Aeeg ritiene di poter includere nelle RIU anche reti che all'epoca della prima liberalizzazione (d.lgs. 79/99) connettevano soggetti diversi dal gestore e che dovrebbero rientrare fra le reti con obbligo di connessione di terzi. Si tratta di 33 reti classificate fra le RIU, ma che conservano l'obbligo di connessione di terzi.

L'Aeeg fornisce ulteriori precisazioni sulla definizione di RIU, questa volta per escludere da tale categoria di reti private alcune ipotesi. In primo luogo, non sono RIU i sistemi che connettono impianti di produzione e consumo di un unico soggetto, incluso un gruppo societario, quando si tratti di autoproduttore secondo la definizione dell'art. 2.2 d.lgs. 79/99¹³. Inoltre, non sono RIU i SEU, disciplinati dalle norme analizzate nel par. 2.2.

Il risultato della ricognizione operata dall'Aeeg è un elenco che nel 2012 include 48 gestori o proprietari di RIU¹⁴. Un secondo elenco

¹³ Secondo tale norma, "Autoproduttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica e la utilizza in misura non inferiore al 70% annuo per uso proprio ovvero per uso delle società controllate, della società controllante e delle società controllate dalla medesima controllante, nonché per uso dei soci delle società cooperative di produzione e distribuzione dell'energia elettrica di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, degli appartenenti ai consorzi o società consortili costituiti per la produzione di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili e per gli usi di fornitura autorizzati nei siti industriali anteriormente alla data di entrata in vigore del presente decreto".

¹⁴ Il numero complessivo di RIU è superiore perché in alcuni casi lo stesso soggetto è gestore/proprietario di più RIU. Ad esempio, risultano 13 RIU per il gruppo Fiat. Complessivamente, l'Aeeg ha qualificato come RIU 79 reti. Di queste, 24 sono gestite da operatori del settore dell'energia e 55 da società del settore industriale. Per quanto riguarda la distribuzione geografica, 45 RIU sono collocate al nord, 19 al centro (com-

predisposto dall'Aeeg include 2 SEU e altre 16 reti che non dispongono dei requisiti RIU. In una segnalazione del novembre 2012 (461/2012/I/com) l'Aeeg dà notizia di ulteriori richieste di inserimento nell'elenco RIU e propone al governo di fissare ai primi mesi del 2013 un termine perentorio per l'invio di tali richieste. La fissazione del termine sarebbe giustificata dall'incertezza che una lista 'aperta' avrebbe sul gettito derivante dai corrispettivi di accesso e dagli oneri di sistema. La stessa segnalazione chiede al governo di rivedere il regime tariffario per le RIU. Su questo aspetto torneremo nel par. 2.7.

Consideriamo ora le previsioni riguardanti le RIU inserite nel decreto di attuazione della l. 99/09 (d.m. 10 dicembre 2010). Si afferma innanzitutto che il regime tariffario di maggior favore introdotto dalla l. 99/09 potrebbe "indurre uno sviluppo eccessivo e incontrollato" delle RIU. Pertanto, si delega l'Aeeg a compensare eventuali oneri che tale regime tariffario comporti per i gestori di reti pubbliche, nonché a predisporre accorgimenti per contenere l'estensione territoriale di tali reti (art. 7.3-4). Con riferimento a quest'ultimo aspetto, l'Aeeg ha proposto (DCO 33/11, p. 47) che le RIU identificate nel 2010 possano connettere ulteriori unità di consumo e di produzione solo se collocate su particelle catastali nelle quali si trovano unità già connesse alla RIU. La connessione di unità che non rispettano tale requisito comporterebbe la perdita dei benefici derivanti dal riconoscimento come RIU¹⁵. Ci soffermeremo sul regime tariffario delle RIU più avanti in questo paragrafo.

Il secondo aspetto che il d.m. prende in considerazione è l'obbligo di libero accesso per tutte le reti private (incluse le RIU) (art. 4). L'Aeeg è delegata ad adottare misure che garantiscano l'attuazione di

presa Sardegna) e 15 al sud. Con del. 44/2013/R/eel è stato avviato il procedimento per l'esclusione dell'elenco di una RIU che sarebbe priva dei requisiti.

¹⁵ Nella risposta al DCO 33/11 Confindustria ha giudicato troppo rigido tale requisito, che impedirebbe interventi in grado di migliorare l'efficienza energetica di una RIU. Si propone quindi di ammettere nuove unità di produzione e di consumo su aree adiacenti alle particelle catastali nelle quali si trovano già altre unità.

tale obbligo (art. 5). In particolare, si afferma che l'accesso al sistema elettrico dei soggetti connessi a RIU e altre reti private è possibile anche utilizzando le strutture delle medesime reti.

L'introduzione dell'obbligo di libero accesso è chiaramente collegata al principio affermato nella sentenza Citiworks. La differenza rispetto all'obbligo di garantire l'accesso ai terzi, previsto dalle direttive elettricità, si coglie sotto due profili. In primo luogo, qualsiasi cliente idoneo e qualsiasi produttore possono chiedere la connessione ad una rete pubblica, ma non hanno il diritto di chiedere la connessione a qualsiasi RIU o rete privata (SALONICO 2012, p. 126). In secondo luogo, il cliente o produttore che sia connesso ad una RIU o altra rete privata può chiedere l'accesso ad una rete pubblica. Qualora necessario, le infrastrutture della stessa RIU (o rete privata) possono essere utilizzate per garantire l'accesso. Viceversa, nelle reti con obbligo di connessione di terzi il concessionario deve eseguire le opere necessarie per garantire l'accesso dei clienti idonei e dei produttori.

La distinzione fra diritto di libero accesso (più limitato) e diritto di accesso dei terzi (più ampio) non trova riscontro nel diritto europeo. Senza dubbio, il diritto di libero accesso per le RIU e le RPr evita problemi per situazioni analoghe a quella esaminata nel caso Citiworks, e cioè richiesta di un fornitore di accedere alla rete privata per approvvigionare un cliente connesso alla stessa. Rimane, però, incerta la compatibilità con il diritto europeo di una previsione che esclude il diritto per qualsiasi produttore o cliente di chiedere l'accesso ad una rete privata. Come già osservato nel par. 1.2, i giudici comunitari ritengono che le reti private siano collocate nella stessa categoria delle altre reti di distribuzione. La compatibilità del diritto di libero accesso con il diritto europeo potrebbe essere affermata solo in presenza di una valutazione sui limiti di capacità delle reti private. Ma dovrebbe comunque trattarsi di una valutazione specifica e non di una deroga generale.

Prima di occuparci delle proposte per la regolazione delle RIU formulate dall'Aeeg, è il caso di ricordare che questa categoria di reti private è stata inclusa nella definizione comunitaria di SDC, ma l'attuazione italiana ha lasciato aperti numerosi problemi (v. par. 1.3).

Chiarita la definizione di RIU, occupiamoci ora della sua regolazione. Come per i SEU, le indicazioni più recenti si ricavano dal DCO 33/11.

- 1) Alle RIU si applica l'obbligo di libero accesso. Pertanto, i produttori possono utilizzare il ritiro dedicato, lo scambio sul posto, nonché richiedere l'erogazione degli incentivi per le fonti rinnovabili (DCO 33/11, p. 18)¹⁶. Qualora accedano al sistema elettrico, i produttori connessi alla RIU non avranno alcun rapporto con il gestore della stessa, ma solo con le imprese distributrici e Terna, direttamente o tramite un mandatario.
- 2) Grazie al diritto di libero accesso, tutti i clienti collegati ad una RIU possono usufruire dei servizi di salvaguardia e maggior tutela, nonché del bonus sociale (DCO 33/11, p. 18). Qualora accedano al sistema elettrico, i clienti connessi alla RIU non avranno alcun rapporto con il gestore della stessa, ma solo con le imprese distributrici e Terna, direttamente o tramite un mandatario. Una convenzione-tipo, predisposta dall'Aeeg, dovrà regolare i rapporti fra responsabile RIU e concessionario per quanto riguarda il servizio di misura, il dispacciamento e il distacco di clienti morosi, la qualità del servizio (DCO 33/11, p. 64).

¹⁶ In particolare, il titolare di impianti fotovoltaici di una RIU potrebbe ottenere la tariffa premio per la quota di energia netta consumato in sito, da sommare alla differenza fra prezzi zonali orari e tariffa omnicomprendiva, secondo quanto previsto dall'art. 5 d.m. 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia fotovoltaico). V. anche GSE, *Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti DM 5 luglio 2012 (Quinto Conto Energia)*, 7 agosto 2012. Si noti, peraltro, che le tariffe incentivanti sono alternative allo scambio sul posto e al ritiro dedicato (art. 12.5 d.m. 5 luglio 2012; per altre fonti rinnovabili v. art. 7.7 e 23 d.m. 6 luglio 2012). Il cumulo di regime di sostegno e scambio sul posto è ammesso per la CAR (art. 6.2 d.m. 5 settembre 2011).

- 3) Con specifico riferimento alla regolazione della continuità del servizio di distribuzione, alla qualità commerciale dei servizi di distribuzione e misura, nonché alla qualità della vendita, l'Aeeg propone che la relativa regolazione sia applicabile integralmente qualora l'utente della RIU sia utente della rete pubblica. Viceversa, l'utente della RIU e il responsabile RIU avranno diritto all'applicazione di tale regolazione solo con riferimento al punto di connessione alla rete pubblica. Inoltre, l'Aeeg osserva che nei rapporti fra utente della RIU e società di vendita sono applicabili le regole sulla qualità commerciale che non richiedono il coinvolgimento del responsabile RIU (DCO 33/11, p. 58s.). Questo significa che sono applicabili quasi tutte le regole del TIQV, ad eccezione di quelle che richiedono l'acquisizione di dati tecnici della RIU per rispondere ai reclami degli utenti RIU. Ovviamente, queste indicazioni lasciano ampio spazio alla stipulazione di contratti per la continuità fra responsabile RIU e utenti della RIU¹⁷.
- 4) L'obbligo di libero accesso può essere realizzato attraverso le stesse RIU. Il concessionario della rete pubblica le utilizza per garantire l'accesso al sistema elettrico. Secondo l'Aeeg (DCO 33/11, p. 18-20), alcune RIU dovrebbero essere obbligate a concedere alle imprese distributrici l'uso delle loro infrastrutture. In particolare, si tratterebbe delle RIU con obbligo di connessione di terzi (le 33 RIU

¹⁷ La sottoscrizione di contratti per la qualità con le imprese distributrici, in relazione alla continuità del servizio e alla qualità della tensione, è già prevista dagli art. 74-79 TIQE. I modelli di contratto che l'Aeeg pubblicherà potranno sicuramente costituire un utile punto di riferimento per le RIU. Tuttavia, i contratti RIU non saranno vincolati al rispetto degli obblighi di non discriminazione (art. 75.2 TIQE), al divieto di stabilire livelli di qualità inferiori a quelli previsti per gli utenti delle reti pubbliche (art. 75.3 TIQE) e ad una durata minima e massima (art. 76.3 lett. i TIQE). Tali vincoli potrebbero in parte essere recuperati attraverso l'applicazione di regole imperative del diritto comune dei contratti. Sarebbe opportuno un periodo di sperimentazione prima di decidere se trasferire agli utenti RIU i medesimi vincoli previsti per gli utenti delle reti pubbliche.

già individuate), le reti con tensione superiore a 120 kV non incluse nella rete di trasmissione nazionale, nonché le reti collocate in territori non serviti da altre reti. Solo per queste ultime Terna potrebbe far valere l'obbligo di concedere l'uso delle infrastrutture. In tutte queste ipotesi, i rapporti fra i concessionari di reti pubbliche e la RIU sarebbero regolati da una convenzione-tipo, sulla base di uno schema predisposto dall'Aeeg. La convenzione si occuperebbe di connessione, misura, trasporto, dispacciamento e morosità (DCO 33/11, p. 64)¹⁸. Al di fuori di queste ipotesi, la messa a disposizione delle RIU sarebbe affidata alla libera contrattazione fra le parti. Anche in quest'ultimo caso, peraltro, l'Aeeg prevede la predisposizione di una convenzione-tipo.

- 5) La definizione di RIU nell'art. 33.1 l. 99/09 richiede, a differenza dei SEU, la nomina di un responsabile. L'unico limite esplicitamente previsto è che non si tratti di un concessionario di rete pubblica. Pertanto, possono essere responsabili della RIU il proprietario della stessa, un suo mandatario (ad esempio, un grossista o una ESCo), un cliente o un produttore. Il responsabile RIU è titolare dei punti di connessione e assume gli obblighi relativi alla sicurezza di cose e persone (art. 33.2 l. 99/09). Deve anche assicurare la qualità del servizio all'interno della RIU, mentre i concessionari rimangono responsabili per la qualità sul punto o i punti di connessione (sulla regolazione della qualità v. sopra n. 2). Il responsabile RIU può anche svolgere la funzione di grossista per l'acquisto e la vendita di energia elettrica all'interno della RIU (DCO 33/11, p. 45).

¹⁸ La convenzione dovrebbe occuparsi anche della ripartizione dei costi eventualmente necessari per garantire l'accesso dell'utente RIU alla rete pubblica. È plausibile ritenere che l'utente si faccia interamente carico di tali costi. Inoltre, le opere necessarie dovrebbero comportare il minor numero possibile di interventi sulla rete privata. Il gestore della stessa dovrebbe essere tenuto indenne da qualsiasi inconveniente che derivi dall'accesso degli utenti RIU alla rete pubblica.

- 6) Per quanto riguarda il servizio di connessione, il responsabile RIU gestirà la richiesta dell'utente con le modalità che riterrà di stabilire. Tuttavia, l'Aeeg ritiene necessario che il responsabile RIU comunichi tutte le nuove connessioni ai gestori di reti pubbliche. Inoltre, il produttore connesso alla RIU deve comunque rispettare tutti gli obblighi di registrazione anagrafica e commerciale per abilitarsi sul mercato e ottenere l'attivazione della sua connessione. Questo aspetto della procedura dovrebbe essere gestito dal responsabile RIU. Viceversa, nel caso di richiesta di connessione alla rete pubblica, la procedura dovrebbe essere gestita direttamente dal produttore (DCO 33/11, p. 49s.).
- 7) Per quanto riguarda il servizio di misura, l'art. 33.3 l. 99/09 prevede che le imprese distributrici si avvalgano del responsabile RIU. Modalità, obblighi e corrispettivi sono regolati da apposita convenzione. Per la ripartizione dei costi dei servizi di misura fra gli utenti occorre un accordo con il responsabile RIU. L'Aeeg ritiene anche opportuno che i punti di connessione alla rete pubblica, nonché i punti di connessione interni alle RIU, siano identificati con POD e che le imprese distributrici mantengano un archivio con i dati di tutte le RIU connesse. Occorre tener presente che la regolazione del servizio di misura per il periodo 2012-105 è stata modificata dal TIME (delibera ARG/elt 199/11), nonché dagli aggiornamenti della delibera 88/07 per la misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione. È possibile che larga parte di tale regolazione sia estesa alle RIU, fermo restando il principio della delega al responsabile RIU.
- 8) Per l'erogazione del servizio di dispacciamento, la regolazione vigente è applicabile se si tratta di utenti della rete pubblica. Nel caso di utenti della RIU, l'Aeeg propone che il cliente, il produttore e il responsabile RIU sottoscrivano un contratto di dispacciamento con Terna (DCO 33/11, p. 53s.). Per il cliente i corrispettivi di dispac-

ciamento espressi in centesimi di euro per kWh sarebbe calcolati in base all'energia elettrica prelevata sul punto di connessione interno alla RIU. Qualora all'interno della RIU ci sia un SEU si applicherebbe il regime relativo, peraltro identico a quello delle RIU sotto questo punto di vista. Per il produttore il contratto di dispacciamento in immissione riguarderebbe l'energia elettrica immessa nella RIU, che si considera immessa nella rete pubblica¹⁹. Lo stesso produttore sottoscriverebbe un contratto di dispacciamento in prelievo per i servizi ausiliari. I corrispettivi sarebbero misurati con riferimento all'energia elettrica prelevata in ciascun punto di connessione interno alla RIU. Infine, il contratto di dispacciamento sottoscritto dal responsabile RIU servirebbe a regolare le perdite di rete e di trasformazione della stessa RIU. I costi relativi potrebbero poi essere ripartiti fra i clienti della RIU. In alternativa, i costi delle perdite potrebbero essere imputati direttamente ai clienti secondo la regolazione vigente. È possibile osservare fin d'ora che una maggiore semplificazione dei rapporti fra concessionari, responsabile RIU, clienti e produttori della RIU può portare notevoli vantaggi sul piano della riduzione dei costi. Da questo punto di vista, la soluzione preferibile è un contratto unico di dispacciamento stipulato dal responsabile RIU.

- 9) Per quanto riguarda i contratti di trasporto e distribuzione, l'Aeeg prospetta due alternative (DCO 33/11, p. 54-56). La prima alternativa consiste nella stipulazione di tanti contratti di trasporto in prelievo quanti sono i clienti e i produttori della RIU, più uno relativo al responsabile RIU. La ripartizione dei costi verrebbe effettuata

¹⁹ Questa soluzione appare discutibile. Se il servizio di dispacciamento serve a consentire “la traduzione delle posizioni commerciali in acquisto e vendita in impegni in immissione e in prelievo di energia elettrica nella/dalla rete elettrica nel rispetto della sicurezza di funzionamento del sistema elettrico” (TUP, p. 119), tale servizio (e il relativo costo) sono assenti nel caso di energia elettrica che non transita per la rete pubblica.

dall'impresa distributrice e comunicata alla società di vendita che fornisce i singoli clienti. La seconda alternativa consiste nel prevedere la stipulazione di un unico contratto di trasporto in prelievo da parte del responsabile RIU. Tale contratto includerebbe anche i corrispettivi per i servizi di misura. I costi sarebbero ripartiti fra i clienti dal responsabile RIU, direttamente o attraverso società di vendita. In ogni caso, il costo massimo sarebbe pari a quanto i clienti della RIU dovrebbero pagare se connessi alla rete pubblica. Secondo l'Aeeg, la seconda alternativa (contratto unico) potrebbe creare complicazioni perché separerebbe tale contratto dai contratti di dispacciamento stipulati da ciascun cliente. Inoltre, le società di vendita dovrebbero richiedere i corrispettivi per il dispacciamento e l'energia prelevata ai clienti, mentre i corrispettivi per il trasporto dovrebbero essere pagati dal responsabile RIU. Quest'ultimo sarebbe responsabile in caso di insolvenza dei clienti finali. Si tratta peraltro di obiezioni che potrebbero essere superate se il responsabile RIU divenisse il gestore unico di tutti i rapporti contrattuali con i concessionari. Il rischio di insolvenza degli utenti RIU potrebbe essere gestito con vari strumenti contrattuali, ad esempio fidejussioni bancarie o contratti autonomi di garanzia a favore del responsabile RIU.

- 10) Per quanto riguarda i corrispettivi per il servizio di trasporto e di distribuzione, nonché gli oneri di sistema, l'art. 33.6 l. 99/09 ha previsto un regime di favore per le RIU, anticipando quanto l'anno successivo sarebbe stato fatto per i SEU. Si stabilisce, cioè, che corrispettivi e oneri si applichino "esclusivamente all'energia elettrica prelevata nei punti di connessione". Nel dare attuazione a tale norma, l'Aeeg ha proposto di applicare corrispettivi e oneri con riferimento al punto di connessione con la rete pubblica (DCO 33/11, p. 54s.). Questo significa che nulla può essere preteso dai concessionari di reti pubbliche per l'energia elettrica relativa ai punti interni

di connessione della RIU. La soluzione opposta, come vedremo, vale per le altre reti private (par. 2.4).

- 11) Per quanto riguarda la somministrazione di energia elettrica, il cliente finale che la ottiene da un produttore della RIU è considerato cliente del mercato libero. Pertanto, si applica la regolazione vigente in materia di cambio del fornitore. In caso di morosità, il venditore può chiedere il distacco al distributore, che a sua volta lo chiederà al responsabile RIU. Anche in questo caso, peraltro, rimarrebbero applicabili le regole generali.
- 12) L'Aeeg (DCO 33/11, p. 45) ammette la possibilità di costituire un SEU all'interno di una RIU. Questa soluzione potrebbe essere utilizzata per i consumi relativi ai servizi comuni della RIU. In alternativa, potrebbe riguardare una o più unità di produzione e un'unità di consumo della RIU. L'attuale regime tariffario della RIU è identico a quello del SEU. Pertanto, sotto questo punto di vista non sembrano esserci ragioni per costituire un SEU all'interno di una RIU. Naturalmente, questa valutazione è destinata a cambiare qualora sia accolta la proposta di modifica del regime tariffario RIU avanzata dall'Aeeg (v. par. 2.7).

La tabella 3 riepiloga sinteticamente le caratteristiche delle RIU.

Tabella 3. Caratteristiche della rete interna di utenza (RIU)

Costituzione	Già esistenti o autorizzate nel 2009
Tecnologia	Qualsiasi
Collocazione unità consumo e produzione	Max. tre comuni adiacenti Con fonti rinnovabili max. tre province adiacenti Nuove unità solo su medesime particelle catastali
Connessione alla rete pubblica	Tensione min. 120 kV
Produttore	Nessuno, uno o più Almeno un'unità funzionalmente necessaria a processo produttivo industriale
Cliente finale	Uno o più Almeno un'unità per consumo industriale
Soggetto responsabile	Sì
Obbligo di connessione di terzi	Solo per RIU individuate da Aeeg
Obbligo di libero accesso	Sì (convenzione gestori reti pubbliche-RIU)
Incentivi fonti rinnovabili	Sì
Regolazione qualità	Solo per punto di connessione con rete pubblica
Somministrazione energia elettrica all'interno della RIU	Responsabile RIU o società di vendita Regolazione del mercato libero per cambio fornitore e morosità
Servizio di connessione	All'interno della RIU gestito dal responsabile Obblighi di comunicazione produttori RIU
Servizio di misura	Convenzione DSO-RIU, con ripartizione interna dei costi
Servizio di dispacciamento	Contratti separati per clienti, produttori e responsabile
Servizio di trasporto	Contratti separati o contratto unico
Corrispettivi trasporto, oneri di sistema	Per corrispettivi in c€/kWh energia elettrica prelevata sul punto di connessione alla rete pubblica
SEU interno alla RIU	Sì
Sistema di distribuzione chiuso	Sì

A conclusione di questo paragrafo, può essere utile richiamare l'indagine conoscitiva condotta dall'Aeeg sulla RIU del polo chimico di Terni (d'ora in avanti RPT)²⁰. Le informazioni ricavabili da tale indagine sono rilevanti sotto due profili. In primo luogo, i problemi riscontrati nel caso della RPT sembrano aver guidato le proposte dell'Aeeg per la regolazione di tutte le RIU (e più in generale delle RPr). In secondo luogo, l'indagine sulla RPT mostra più concretamente alcuni risvolti negativi di un'assenza di regolazione delle reti private.

La RPT è una RIU di proprietà del gruppo Edison, che fino al 2009 provvedeva anche alla fornitura di energia elettrica alla maggior parte dei clienti finali connessi alla RPT. Tali contratti di fornitura non sono stati rinnovati in seguito all'aumento dei corrispettivi per i servizi di dispacciamento richiesto da Edison. In mancanza di stipulazione di contratti di fornitura con altro venditore da parte dei clienti RPT, si è resa necessaria l'attivazione del servizio di salvaguardia, prima con Enel e successivamente con Hera Comm. I problemi hanno riguardato sia la quantificazione che la ripartizione dei corrispettivi per i servizi di dispacciamento, trasporto, misura e salvaguardia. Inoltre, è mancata la collaborazione fra impresa distributrice e responsabile RIU in merito all'individuazione della titolarità dei punti di connessione, alla rilevazione dei consumi, alla trasmissione delle informazioni necessarie per il subentro dell'esercente la maggior tutela e alla disalimentazione dei clienti morosi. Per tutti questi aspetti sarebbe stato necessario un accordo fra responsabile RIU e imprese distributrici, che tuttavia non è stato concluso a causa dei disaccordi sui corrispettivi per i servizi di trasporto e dispacciamento. Inoltre, l'esercente il servizio di salvaguardia ha fatturato direttamente al responsabile RIU i consumi dei clienti RIU, comportamento che ha generato un ulteriore contenzioso.

L'intervento dell'Aeeg ha in parte risolto i problemi menzionati. In particolare, il responsabile RPT è tenuto a trasmettere all'impresa

²⁰ V. le delibere VIS 5/11, VIS 82/11 e ARG/elt 163/11.

distributrice i dati di misura per i punti interni di connessione, nonché ad attivare le procedure di sospensione della fornitura per i clienti morosi. Lo stesso responsabile RPT stipula un contratto di dispacciamento in prelievo e in immissione, che si aggiunge al servizio di dispacciamento prestato a ciascun utente. Rimangono in sospeso i crediti non recuperabili di Hera Comm per il servizio di salvaguardia, inizialmente quantificati in €19 milioni ma successivamente ridotti. L'Aeeg ha disposto che parte di tali crediti siano considerati oneri straordinari e siano erogati dalla Cassa conguaglio.

Il caso della RPT e l'analisi delle RIU condotta in questo paragrafo consentono due osservazioni. In primo luogo, le RIU sono ormai state individuate sia dal punto di vista della loro collocazione geografica che del loro possibile impatto sul sistema elettrico. Il regime tariffario di favore induce l'Aeeg a temere problemi di sostenibilità del sistema. Non è escluso che nel prossimo futuro siano adottati dei correttivi (v. par. 2.7). Occorre, però, rilevare che le RIU sono il riconoscimento di realtà industriali già esistenti da tempo. La loro progettazione ha poco a che fare con la liberalizzazione del settore elettrico da un lato e con lo sviluppo delle fonti rinnovabili dall'altro. Inoltre, si tratta di sistemi con precisi vincoli per quanto riguarda la dimensione territoriale e la configurazione. Per queste ragioni, le RIU rappresentano solo in parte un punto di riferimento per la regolazione delle future RPr.

Allo stesso tempo, la regolazione delle RIU rappresenta un primo tentativo di stabilire le condizioni che dovrebbero consentire un'efficiente gestione di qualsiasi rete privata diversa da una RIU. Sotto questo punto di vista, l'impostazione dell'Aeeg sembra essere guidata dall'idea che, in linea di principio e salvo poche eccezioni, le RIU debbano essere sottoposte alla regolazione generale. In particolare, l'Aeeg è preoccupata di garantire che gli utenti RIU (produttori e clienti finali) rimangano completamente 'visibili' per il sistema elettrico. Le motivazioni alla base di tale impostazione sono due: da un lato garantire che

gli utenti RIU stabiliscano rapporti diretti con i gestori di reti pubbliche; dall'altro garantire che abbiano libero accesso al sistema e al mercato elettrico. È possibile che le vicende della RPT abbiano contribuito a rafforzare tale impostazione. In particolare, la mancata individuazione dei clienti finali di quella RIU ha generato un contenzioso durato anni e scaricato sul sistema una parte dei costi non recuperabili dall'esercente il servizio di salvaguardia. Occorre, peraltro, sottolineare le peculiarità del caso RPT. Le controversie sulla gestione della RIU sono sorte perché è mancata la collaborazione necessaria per consentire l'accesso al mercato elettrico dei clienti RIU. Si è trattato, quindi, di una situazione in cui: a) nessun accordo era stato concluso fra imprese distributrici e responsabile RIU; b) nessun accordo era stato concluso fra responsabile RIU e clienti finali della RIU; c) la produzione di energia elettrica interna alla RPT non veniva più utilizzata per soddisfare la maggior parte del fabbisogno dei clienti RIU.

Questo insieme di circostanze si è rivelato utile per mettere a fuoco gli interventi necessari per tutte le RIU. Occorre, però, evitare di introdurre una regolazione che prenda a modello il caso della RPT. È plausibile ipotizzare che nella maggior parte delle RIU (e delle altre RPr) si verifichino condizioni opposte, e cioè: a) ci sia un accordo fra gestori delle reti pubbliche e responsabile RIU; b) ci sia un accordo fra responsabile RIU e utenti RIU; c) la produzione di energia elettrica interna alla RIU sia destinata principalmente a soddisfare il fabbisogno dei clienti RIU.

Se quella appena descritta può essere considerata la situazione normale per le RIU, l'Aeeg potrebbe avere a sua disposizione altre opzioni regolatorie. Il responsabile RIU potrebbe diventare il punto di riferimento per la gestione dei rapporti esterni (con i concessionari di reti pubbliche) e interni (con gli utenti RIU). Inoltre, l'esercizio del diritto di libero accesso diventerebbe un'eventualità meno frequente e potrebbe essere regolato con procedure semplificate. Queste proposte

potrebbero risultare particolarmente utili per lo sviluppo delle future RPr. È opportuno, quindi, discuterle in maggior dettaglio nel paragrafo che segue.

2.4 Altre reti private

Il primo riferimento legislativo alle RPr è contenuto nell'art. 30.27, al quale ha dato attuazione il d.m. 10 dicembre 2010. Di fatto, le RPr sono prive di una specifica definizione legislativa. Nessuna definizione è presente nel TIT e nel codice di rete Terna. Si tratta, quindi, di una categoria di reti private che deve essere definita per esclusione, e cioè partendo dalla definizione di SEU, SESEU e RIU. Tutte le reti private che non rientrano nelle tre precedenti categorie possono considerarsi RPr. Un discorso analogo vale per la regolazione delle RPr. Al di là dell'indicazione sull'obbligo di libero accesso contenuta nel d.m. 10 dicembre 2010, la regolazione delle RPr va ricavata per differenza rispetto a quella delle RIU. Non a caso, il DCO 33/11 discute le RIU insieme alle RPr.

Come rilevato nel paragrafo precedente, sarebbe opportuno tenere distinti gli interventi riguardanti le RIU, diretti essenzialmente a risolvere problemi di gestione di infrastrutture esistenti, dagli interventi destinati a garantire lo sviluppo futuro delle RPr.

L'esplicito riferimento alle reti private nella l. 99/09 e nel d.m. 10 dicembre 2010 può comunque servire a sciogliere i dubbi interpretativi sull'ammissibilità di attività di distribuzione che sia svolta da soggetti privi di concessione. La riserva ai soggetti titolari di concessione è prevista dall'art. 1.1 d.lgs 79/99. La l. 99/09 e il decreto di attuazione potrebbero indicare che l'attività delle reti private non rientra nelle attività di distribuzione riservate ai concessionari. In alternativa, si potrebbe parlare di una deroga implicita all'art. 1.1 d.lgs. 79/99. Un'ul-

teriore possibilità è stata segnalata da Salonico (2012, p. 119). Secondo quanto prevede l'art. 9.1 l. 287/90, “la riserva per legge ad un'impresa incaricata della gestione di attività di prestazione al pubblico di beni o di servizi contro corrispettivo non comporta per i terzi il divieto di produzione di tali beni o servizi per uso proprio, della società controllante e delle società controllate”. Questa norma servirebbe a legittimare tutte le reti private (SEU, RIU e RPr) in cui ci sia produzione di energia elettrica per uso proprio. Peraltro, occorre ricordare la definizione di autoproduttore dell'art. 2.2 d.lgs. 79/99, che considera tale anche chi non consuma interamente l'energia elettrica prodotta. Quest'ultima interpretazione introduce un vincolo ulteriore per lo sviluppo delle reti private. È preferibile, quindi, ritenere che SEU, RIU e RPr abbiano già ottenuto un riconoscimento legislativo anche quando l'energia elettrica non sia consumata prevalentemente all'interno della rete privata.

In questo paragrafo proporremo innanzitutto una definizione di RPr. Successivamente analizzeremo le prospettive di regolazione.

Gli elementi centrali per una definizione di RPr possono essere così individuati:

- a) una RPr può essere già esistente o da realizzare in futuro;
- b) non è richiesta l'utilizzazione di una particolare tecnologia di produzione. È plausibile, peraltro, che la produzione da fonti rinnovabili o da CAR sia preferita per le future RPr, che potranno accedere agli attuali incentivi e meccanismi di sostegno. Evidenti vantaggi sussistono inoltre dal punto di vista delle autorizzazioni alla costruzione degli impianti, delle procedure di connessione alle reti pubbliche, della priorità di dispacciamento e del regime fiscale;
- c) non è previsto alcun vincolo per la collocazione geografica delle unità di consumo, di produzione e per il collegamento fra le stesse;
- d) non è previsto alcun vincolo specifico per la connessione alle reti pubbliche. Ovviamente, si applicherà quanto previsto in generale per la connessione di clienti finali e di produttori. Si noti peraltro

che le regole tecniche di connessione fanno riferimento solo alle RIU²¹. È il caso di domandarsi se la regolazione delle future RPr richieda una semplificazione dei requisiti di connessione, ovviamente da calibrare sulla base della configurazione della rete privata (potenza impianti di produzione, connessione MT o AT, dispositivi di sicurezza, ecc.)²²;

- e) unità di produzione possono essere presenti o no. È plausibile ipotizzare che i futuri investimenti in RPr saranno legati soprattutto alla programmazione della produzione per autoconsumo dei clienti della rete privata. La finalità della produzione può essere di tipo industriale o commerciale. Non sembrano esserci motivi per escludere che la produzione di una RPr sia diretta anche ad attività del settore non profit. Non è rilevante la proprietà degli impianti. Come per SEU e RIU, è possibile ricorrere alla gestione delle unità di produzione tramite contratto per i servizi energetici;
- f) i clienti finali possono essere uno o più. Ovviamente, la presenza di un solo cliente favorirà l'adozione del modello SEU. Ma l'opzione per una RPr non può escludersi a priori, dal momento che quest'ultima categoria di reti private è soggetta a minori vincoli. Le unità di consumo possono riguardare usi industriali, commerciali o del settore non profit;
- g) sia i produttori che i clienti finali della RPr hanno diritto di libero accesso al sistema e al mercato elettrico (art. 4.1 d.m. 10 dicembre 2010). Per i produttori il libero accesso significa possibilità di ricorrere al ritiro dedicato, allo scambio sul posto e agli incentivi per le fonti rinnovabili. Per i clienti finali significa possibilità di utilizzare il bonus sociale, il servizio di maggior tutela e il servizio di salvaguardia (DCO 33/11, p. 18). Qualora accedano al sistema elettrico,

²¹ V. ad es. la norma tecnica CEI 1-06 per la connessione alle reti di distribuzione, allegato A alla delibera AeeG ARG/elt 33/08.

²² Alcune deroghe ai requisiti tecnici sono previste per gli utenti MT con potenza disponibile in prelievo uguale o inferiore a 400 kW dall'art. 39.2-3 TIQE.

gli utenti della RPr non avranno alcun rapporto con il gestore della stessa, ma solo con le imprese distributrici e Terna, direttamente o tramite un mandatario (DCO 33/11, p. 20).

Per quanto riguarda le modalità di attuazione del diritto di libero accesso, l'Aeeg propone l'applicazione alle RPr delle stesse regole già descritte nel paragrafo precedente per le RIU (DCO 33/11, p. 18-20). Occorre, quindi, una convenzione fra responsabile della RPr e concessionari delle reti pubbliche che si occupi di fissazione del canone per l'uso della RPr, connessione, misura, trasporto, dispacciamento e morosità;

- h) deve ritenersi necessaria l'individuazione di un responsabile della RPr, analogamente a quanto previsto per le RIU. In questo caso non si applicherebbe il divieto di nominare responsabile della RPr il concessionario di una rete pubblica [art. 33.1 lett e)]. Ma questa eventualità dovrebbe comunque essere esclusa in base al regime giuridico della concessione. L'impresa distributrice che gestisce una rete privata dovrebbe comunque utilizzarla per lo svolgimento del pubblico servizio²³;
- i) l'art. 38.5 d.lgs. 93/11 include le RPr nella definizione di sistemi di distribuzione chiusi. Come osservato nel par 1.3, questo riferimento normativo lascia aperti molti problemi.

Consideriamo ora le proposte di regolazione delle RPr, facendo riferimento ancora una volta al DCO 33/11.

- 1) Per il servizio di connessione, titolare del punto di connessione con la rete pubblica è il responsabile RPr. Secondo l'Aeeg (DCO 33/11, p. 46, 49s.) sia alle RIU che alle RPr si applica la medesima regolazione, che di fatto ricalca le regole generali.
- 2) Per il servizio di misura, l'Aeeg propone di applicare la stessa regolazione a RIU e RPr (DCO 33/11, p. 50-53). Si può condividere

²³ V., con riferimento alle reti di distribuzione alle quali non è stata rilasciata la concessione, l'art. 9.6 d.lgs. 79/99.

l'estensione alle RPr del principio secondo cui per il servizio di misura le imprese distributrici si avvalgono del responsabile RPr.

- 3) Per il servizio di dispacciamento, l'Aeeg propone di applicare la medesima regolazione a RIU e RPr. Può ripetersi quanto osservato nel paragrafo precedente sull'opportunità di prevedere un unico contratto di dispacciamento con il responsabile RPr.
- 4) Per il servizio di trasmissione e distribuzione, il regime tariffario delle RPr è diverso da quello delle RIU. L'Aeeg (DCO 33/11, p. 56-58) propone due alternative. La prima alternativa prevede la distribuzione delle componenti tariffarie fra punti di connessione alla rete pubblica e alla RPr. In questo caso le infrastrutture della RPr sono remunerate direttamente dagli utenti. La seconda alternativa prevede che le componenti tariffarie si applichino esclusivamente ai punti di connessione con la RPr. In questo caso le infrastrutture della RPr sono remunerate dalle imprese distributrici sulla base di una convenzione con il responsabile RPr.
- 5) Analogamente a quanto proposto per le RIU, il contratto di trasporto in prelievo potrebbe essere stipulato solo dai clienti finali oppure separatamente dal responsabile RPr (per la connessione con la rete pubblica) e dai clienti finali (per la connessione con la RPr).
- 6) Per la regolazione della qualità, l'Aeeg propone di applicare il medesimo regime a RIU e RPr. Pertanto, la regolazione generale si applicherà al punto di connessione con la rete pubblica, mentre all'interno della RPr sarà possibile stipulare contratti per la qualità del servizio.
- 7) Per quanto riguarda il servizio di fornitura, il cliente della RPr è considerato cliente del mercato libero. Pertanto, l'Aeeg propone di applicare le regole generali su cambio di fornitore e morosità. Il responsabile RPr potrebbe stipulare con gli utenti contratti di somministrazione per la fornitura dell'energia elettrica prodotta all'interno

della stessa rete²⁴. In alternativa, tale compito potrebbe essere affidato ad una società di vendita, che provvederebbe anche alla fornitura di energia elettrica non derivante dalla produzione interna.

- 8) All'interno di una RPr è ammessa la costituzione di un SEU. Si tratta di un'opportunità che potrebbe rivelarsi particolarmente utile in questo caso, dal momento che il SEU disporrebbe di un regime tariffario di favore.

La tabella 4 riassume le caratteristiche delle RPr.

²⁴ Il contratto di somministrazione potrebbe essere assorbito nel rapporto che si instaura fra l'utente e il responsabile RPr nell'ambito della struttura organizzativa o contrattuale selezionata. V., in proposito, il terzo capitolo.

Tabella 4. Caratteristiche delle altre reti private (RPr)

Costituzione	In qualsiasi momento
Tecnologia	Qualsiasi
Collocazione unità consumo e produzione	Nessun vincolo
Connessione alla rete pubblica	Nessun vincolo
Produttore	Nessuno, uno o più
Cliente finale	Uno o più
Soggetto responsabile	Sì
Obbligo di connessione di terzi	No
Obbligo di libero accesso	Sì (convenzione DSO-responsabile RPr)
Incentivi fonti rinnovabili	Sì
Regolazione qualità	Solo per punto di connessione con rete pubblica
Somministrazione energia elettrica all'interno della RIU	Responsabile RPr come grossista Società di vendita Regolazione del mercato libero per cambio fornitore e morosità
Servizio di connessione	All'interno della RIU gestito dal responsabile Obblighi di comunicazione produttori RIU
Servizio di misura	Convenzione gestori reti pubbliche - RPr
Servizio di dispacciamento	Contratti separati per clienti, produttori e responsabile
Servizio di trasporto	Contratti separati o contratto unico
Corrispettivi trasporto, oneri di sistema	Riferimento a punti di connessione con rete pubblica interni/esterni, oppure solo interni
SEU all'interno della RIU	Sì
Sistema di distribuzione chiuso	Sì

A conclusione di questo paragrafo è possibile formulare alcune osservazioni. In primo luogo, è difficile immaginare investimenti consistenti nelle RPr senza un intervento del regolatore. Questa categoria di reti private rappresenta la soluzione impiantistica in grado di favorire lo sviluppo della generazione distribuita e l'integrazione delle fonti rinnovabili nel sistema elettrico. Ma pianificare una RPr in assenza di un

quadro di regole stabili espone gli investitori a notevoli rischi. Oltre alle incertezze legate all'applicazione delle regole generali alla RPr, l'incognita maggiore è rappresentata dalla collaborazione dei concessionari di reti pubbliche. In mancanza di tale collaborazione, la gestione dei rapporti fra RPr e sistema elettrico risulterebbe impossibile. Sarebbe opportuno introdurre forme obbligatorie di coordinamento sul modello di quanto già previsto per i gestori di reti pubbliche dagli art. 34 e 35 TICA.

In secondo luogo, sembra esserci spazio per una riflessione sul tipo di regolazione più adatta alle RPr. Come rilevato nel paragrafo precedente, nella maggior parte dei casi l'Aeeg propone di adattare le regole generali alle RIU e alle RPr. Tuttavia, l'indicazione proveniente dalla legislazione europea va nella direzione di ridurre gli obblighi a carico dei SDC, fra i quali rientrano le RPr (v. par. 1.3). In termini più generali, il legislatore italiano ha chiesto a tutte le autorità amministrative indipendenti di misurare e ridurre gli oneri amministrativi a carico delle imprese entro il 31 dicembre 2012²⁵. Anche in questo caso, si tratta di un obiettivo stabilito in sede europea. L'Aeeg ha già intrapreso alcune iniziative in proposito. I produttori con impianti di potenza complessiva uguale o inferiore a 100 kW che non svolgano altre attività sono stati esonerati da alcuni obblighi informativi (delibera 443/2012/A). I cosiddetti "operatori marginali" possono adottare una separazione contabile semplificata (art. 16.2 e 33ss. TIU). In termini ancor più generali, il testo unico sulle cooperative elettriche prevede in alcuni casi un numero significativo di esenzioni (v. par. 3.3).

La medesima logica di semplificazione dovrebbe essere adottata per le future RPr. Laddove si tratti di infrastrutture nelle quali gli scambi in prelievo e in immissione con il sistema elettrico siano marginali, è opportuno favorirne lo sviluppo evitando l'estensione automatica

²⁵ Art. 6.3 l. 106/11. La riduzione degli oneri amministrativi rientra fra gli obiettivi del piano strategico dell'Aeeg per il 2012-14 (delibera 308/2012/A, p. 28). V. anche il documento di consultazione 97/2013/A sulle linee guida per la misurazione degli oneri amministrativi associati agli obblighi informativi.

delle regole generali. La riduzione degli oneri amministrativi potrebbe essere graduata in relazione alla disponibilità delle RPr ad assumere obblighi che procurino risorse aggiuntive per il sistema elettrico. Ad esempio, una maggiore semplificazione potrebbe essere richiesta dalle RPr che offrono servizi di rete, oppure sono disponibili a connettere unità di produzione nelle aree in cui si riscontrano problemi di saturazione reale o virtuale delle reti pubbliche²⁶. Più in dettaglio, la riduzione degli oneri amministrativi sembra possibile almeno sui seguenti aspetti:

- requisiti di connessione e dispositivi di sicurezza. A livello europeo, il codice di rete per i requisiti di connessione prevede una procedura per la richiesta di deroghe da parte di qualsiasi gestore di rete (inclusi i SDC). Il principio generale è che i requisiti di connessione debbano tener conto di obiettive differenze fra le tecnologie e che si debbano ottimizzare il più alto livello di efficienza e il più basso livello di costi totali²⁷. A livello italiano, la nuova versione della norma CEI 0-16: 2013, in fase di elaborazione, dovrebbe introdurre requisiti e prescrizioni differenziati per le principali ipotesi di reti private²⁸. Pur salvaguardando il livello di sicurezza minimo, l'Aeeg potrebbe autorizzare deroghe caso per caso, prescrivere in via generale requisiti semplificati o lasciare al responsabile RPr la scelta fra diverse opzioni. L'obiettivo dovrebbe essere la riduzione dei costi di realizzazione per tutte le RPr. Per evitare disparità di trattamento fra soluzioni impiantistiche sostanzialmente analoghe, le medesime regole si dovrebbero applicare alle RIU. Ma per queste ultime si tratterebbe solo di valutare i requisiti per l'adeguamento delle infrastrutture già esistenti;

²⁶ Sul problema della saturazione reale e virtuale v., da ultimo, la segnalazione Aeeg 410/2012/I/COM; Nicolini (2012).

²⁷ Sui codici di rete europei v. par. 1.4.

²⁸ V. la presentazione di M. Delfanti al convegno *Energia e reti nelle politiche di coesione*, Roma, 20 novembre 2012.

- stipulazione dei contratti di accesso al sistema elettrico. Come osservato in precedenza, per tutti gli utenti della RPr sarebbe preferibile la stipulazione di un contratto unico da parte del responsabile RPr. I benefici sarebbero evidenti sia sul versante esterno, nei rapporti con i concessionari delle reti pubbliche, sia sul versante interno, grazie alla riduzione dei costi amministrativi per gli utenti RPr;
- semplificazione delle procedure per il cambio di fornitore, la morosità e il distacco. La regolazione generale su questi aspetti è stata disegnata per mercati con centinaia di operatori e milioni di utenti. Nelle RPr (e nelle RIU) è prevedibile invece che le richieste di accesso al sistema elettrico siano limitate. Se pianificata in modo ottimale, la RPr dovrebbe offrire condizioni di fornitura più favorevoli del mercato libero, nonché del servizio di salvaguardia e di maggior tutela. Pertanto, sembra possibile immaginare una riduzione degli oneri amministrativi a carico dei responsabili RPr per la gestione dei pochi casi di esercizio del diritto di libero accesso.

2.5 Gli orientamenti dei giudici amministrativi

Contro il d.m. 10 dicembre 2010, di attuazione dell'art. 33.27 l. 99/09, è stato proposto ricorso per l'annullamento da parte di Enel Distribuzione. I motivi di ricorso erano tre:

- 1) definizione delle reti private con modalità che violerebbero la riserva dell'attività di distribuzione ai concessionari;
- 2) introduzione della nuova figura dei sistemi di auto-approvvvigionamento energetico (SAAE);
- 3) l'intero impianto del decreto.

Il Tar Lazio si è pronunciato nel luglio 2012 rigettando il primo e terzo motivo di ricorso e accogliendo il secondo²⁹. Si tratta di una pronuncia che potrebbe avere un notevole impatto sullo sviluppo delle reti private. Consideriamo innanzitutto i motivi di ricorso respinti, per poi passare al motivo di ricorso accolto.

Enel sosteneva che le uniche reti private ammesse sarebbero state quelle già esistenti alla data di entrata in vigore del d.lgs. 79/99. Il d.m. impugnato avrebbe invece permesso di creare altre reti private, con possibilità di connettere utenti. Secondo Enel, il d.m. impugnato avrebbe dovuto prevedere esplicitamente un divieto di connettere terzi alle reti private. La riserva dell'attività di distribuzione fino al 2030 avrebbe il significato di garantire la redditività di tale servizio pubblico.

I giudici amministrativi respingono le critiche mosse alle definizioni e all'impianto del decreto, ma con motivazioni che finiscono per dare ragione ad Enel. La sentenza (par. 2.2.1) afferma infatti che il d.m. impugnato non consente di "ritenere introdotta una liberalizzazione delle reti private, non essendo ciò – allo stato – previsto né consentito dalla normativa primaria". Inoltre, si afferma che il d.m. non escluderebbe il divieto di connessione di terzi.

Il Tar Lazio accoglie invece il secondo motivo di ricorso, ritenendo illegittimi i SAAE. Si tratta di un'ipotesi introdotta direttamente dal d.m. impugnato³⁰. La sua configurazione è simile a quella del SEU, ma con vincoli minori. Con il SEU condividerebbe l'esclusione dell'obbligo di connessione di terzi e di libero accesso, nonché il regime tariffario per l'accesso al sistema elettrico e gli oneri generali. Nel tentativo

²⁹ Tar Lazio, sez. III, sentenza 13 luglio 2012, n. 6407, per esteso in *Rass. giur. energia elettrica*, 2012, 235, con nota di S. Cardillo.

³⁰ Art. 1, lett. f): "configurazione impiantistica in cui uno o più impianti di produzione di energia elettrica, anche nella titolarità di un soggetto diverso dal cliente finale, sono direttamente connessi, per il tramite di un collegamento privato, agli impianti per il consumo di un unico soggetto giuridico, o di più soggetti appartenenti al medesimo gruppo societario, e sono realizzati all'interno dell'area di proprietà o nella disponibilità del medesimo cliente o gruppo societario".

di mettere ordine nel quadro normativo, l'Aeeg ha proposto di individuare una categoria di Sistemi Semplici di Produzione e Consumo (SSPC). In questa categoria andrebbero collocati i SAAE, i SEU, i SESEU, i Sistemi di Multi-Produzione (SMP) (presenza esclusiva di impianti di produzione nella titolarità di unica persona fisica o giuridica), nonché i Sistemi Multi-Consumo (SMC) (presenza esclusiva di più unità di consumo nella titolarità di un'unica persona giuridica o gruppo societario) (DCO 33/11, p. 12-17).

Questa classificazione non è più utilizzabile in seguito alla decisione del Tar Lazio. I giudici amministrativi ritengono illegittimi i SAAE perché non contribuirebbero all'attuazione dell'obiettivo che sta all'origine della delega legislativa, e cioè il miglioramento della qualità del servizio elettrico. Estendendo l'area delle "non reti", i SAAE inciderebbero sull'area di servizio pubblico riservata ai concessionari. La sentenza esclude che i SAAE possano considerarsi una semplice variante dei SEU. In seguito a tale decisione, devono considerarsi vietati anche gli altri due sistemi individuati dall'Aeeg, e cioè i SMP e i SMC.

Al momento in cui si scrive non si conosce l'esito dell'eventuale impugnazione della sentenza dinanzi al Consiglio di Stato. Qualora l'orientamento in esame sia confermato, diventerà ancora più urgente un chiarimento legislativo e un intervento del regolatore. Sull'illegittimità dei SAAE non è il caso di soffermarsi troppo. Si trattava effettivamente di un'estensione dei SEU che, oltre a non trovare alcuna copertura legislativa, avrebbe rischiato di complicare eccessivamente la gestione dei rapporti fra reti pubbliche e private. Di fronte alle preoccupazioni di insostenibilità del sistema manifestate dall'Aeeg (v. par. 2.7), estendere il regime tariffario dei SEU ai SAAE appare una scelta difficile da difendere.

Molto più preoccupante, invece, è l'interpretazione dei giudici amministrativi in merito all'ammissibilità delle reti private. Affermare che reti private diverse dalle RIU non possono essere autorizzate è in

contrasto con quanto previsto dall'art. 30.27 l. 99/09. Alla stessa norma fa riferimento anche l'art. 38.5 d.lgs. 93/11, che colloca RIU e RPr nella categoria comunitaria dei sistemi di distribuzione chiusi. Il d.m. impugnato si limita quindi a prendere atto del riconoscimento legislativo di reti private che non sono RIU (né SEU). Nella sentenza in esame, i giudici amministrativi fanno riferimento al d.lgs. 93/11, ma solo per escludere che fornisca definizioni in grado di offrire copertura legislativa a ipotesi di reti individuate nel d.m. impugnato. Questa posizione sottovaluta il significato del richiamo alla normativa europea. È sicuramente vero che il riferimento ai SDC inserito nella legislazione italiana è incompleto. Ma sembra difficile sostenere che non abbia alcun significato. Se il legislatore avesse voluto escludere ogni rilevanza alla nozione di SDC nel diritto italiano, avrebbe potuto evitare ogni riferimento nelle norme di attuazione del Terzo Pacchetto Energia senza incorrere in infrazioni del diritto comunitario. La scelta di utilizzare tale nozione deve, quindi, essere giustificata. Viceversa, l'interpretazione del Tar Lazio porta a ritenere come non scritta tale norma. Un'interpretazione plausibile è che il legislatore abbia voluto da un lato confermare la volontà di aprire alle reti private, già espressa con la l. 99/09, dall'altro lato allineare la loro regolazione all'approccio adottato nella legislazione europea.

Quanto poi al divieto di connettere terzi alle reti private, sostenuto da Enel e condiviso dal Tar Lazio, sembra difficile giustificarlo solo con riferimento al perimetro della concessione. Si è già ricordato che l'art. 9 l. 287/90 autorizza la produzione per uso proprio anche nel caso di attività riservate. Inoltre, la connessione ad una rete privata equivale ad accesso al mercato libero. Ritenersi vietata sarebbe in contrasto con l'impianto generale del diritto europeo dell'energia, diretto a favorire l'apertura alla concorrenza.

Almeno per il momento, questo orientamento rende incerto il futuro delle RPr e scoraggia gli investimenti. Le argomentazioni utiliz-

zate per negare l'ammissibilità delle reti private non sono convincenti. Ma è chiaro che senza un'esplicita presa di posizione del legislatore (o un nuovo orientamento dei giudici amministrativi) non c'è modo di garantire lo sviluppo delle RPr.

2.6 La posizione dell'AGCM

Se i giudici amministrativi si dimostrano propensi a vietare le reti private, di tutt'altro avviso è l'AGCM. In una segnalazione del dicembre 2011 (AS898), si osserva che le reti private (si utilizza la nozione di sistemi di distribuzione chiusi) potrebbero avere effetti positivi sui mercati elettrici, sia sul versante delle reti pubbliche che della produzione. L'estensione del regime tariffario di favore già previsto per SEU e RIU potrebbe indurre i gestori delle reti pubbliche ad adottare strategie difensive, e cioè ridurre gli oneri di trasmissione e dispacciamento per rendere meno conveniente l'investimento in reti private. Per quanto riguarda la produzione, lo sviluppo delle reti private potrebbe contribuire a ridurre il potere di mercato e favorire l'adozione di tecnologie efficienti.

Infine, l'AGCM rileva anche che le barriere allo sviluppo delle reti private distorcono la concorrenza in favore dell'attuale assetto del sistema elettrico, basato sulla centralizzazione della produzione e sul trasporto tramite reti pubbliche. Si ritiene invece che le scelte di fondo sulla coesistenza di diverse infrastrutture e tecnologie debbano essere compiute all'interno della SEN.

La raccomandazione principale dell'AGCM è di parificare il regime tariffario di tutte le reti private, allineandolo a quello più favorevole attualmente previsto per SEU e RIU. Questa indicazione deriva dall'analisi dei benefici concorrenziali. È il caso di osservare che l'AGCM non accenna al problema della sostenibilità finanziaria di tale proposta

per il sistema elettrico³¹. Come vedremo nel paragrafo successivo, la sostenibilità finanziaria è invece la principale preoccupazione dell'Aeeg. Occorre, però, aggiungere che la promozione della concorrenza rientra a pieno titolo fra i compiti del regolatore di settore (v. ad es., art. 42.1 lett. e) d.lgs. 93/11). La segnalazione dell'AGCM mette in evidenza il conflitto fra due obiettivi e la necessità di trovare soluzioni che rappresentino un adeguato bilanciamento. Privilegiare esclusivamente l'uno o l'altro rappresenterebbe un uso scorretto dei poteri di regolazione. Ovviamente, le scelte di fondo sull'assetto complessivo del sistema elettrico possono essere compiute solo dal legislatore.

2.7 La posizione dell'Aeeg

Nei paragrafi precedenti si è discusso ampiamente delle posizioni espresse dall'Aeeg nei documenti di consultazione relativi alle reti private. Inoltre, sono stati richiamati gli aspetti della regolazione generale applicabili alle reti private. In questo paragrafo è opportuno cercare di ricostruire in termini più generali la posizione tenuta nel corso degli anni dal regolatore in questa materia. Inoltre, si accennerà al tema della sostenibilità finanziaria, emerso a più riprese nel corso del 2012.

L'Aeeg potrebbe essere criticata per non aver affrontato con decisione il tema delle reti private. Di RIU si parla sin dal 1999. I SEU sono stati introdotti dal legislatore nel 2008. Il regolatore ha prodotto diversi documenti di consultazione, il più recente dei quali tenta di fornire un quadro sistematico. Ma nessuna di queste iniziative si è tradotta in provvedimenti definitivi. Questo vuoto di regolazione ha avuto due effetti: da un lato le reti private si sono sviluppate in modo clandestino,

³¹ Peraltro, la revisione del regime tariffario per le reti private non è stata inserita tra le proposte di riforma per la legge annuale sulla concorrenza (AS901 del 5 gennaio 2012 e AS988 del 2 ottobre 2012).

sfruttando pieghe e interstizi della normativa; dall'altro sono state applicate le regole generali, con risultati spesso insoddisfacenti (v. il caso RPT descritto nel par. 2.3).

Occorre precisare che il vuoto di regolazione non è imputabile interamente all'Aeeg. Il legislatore ha fornito indicazioni insufficienti e ha finito per favorire interpretazioni restrittive della giurisprudenza amministrativa. Come si dirà nel par. 2.8, questi ostacoli possono essere superati solo con una revisione dell'attuale normativa. È possibile, però, rilevare che all'Aeeg spetta il compito di valutare l'impatto che lo sviluppo delle reti private potrebbe avere sul sistema elettrico e di proporre soluzioni laddove si registrino effetti negativi che possono essere corretti con revisioni della regolazione.

Nel corso del 2012 l'Aeeg sembra aver posto al centro della sua analisi le preoccupazioni relative alla sostenibilità finanziaria del sistema elettrico. In parte, tali preoccupazioni sono collegate all'esplosione degli oneri generali di sistema. Causa principale di tale esplosione è il finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili. Ma l'aumento degli oneri generali ha ricadute immediate sulla regolazione delle reti private. L'interrogativo principale è se il regime tariffario di favore, al momento previsto per SEU, SESEU e RIU, risulti sostenibile con l'attuale livello di oneri generali o in previsione del loro aumento in futuro.

Consideriamo innanzitutto le modalità di applicazione di tale regime tariffario. Nel DCO 33/11 (p. 38-41) l'Aeeg mostrava chiaramente i vantaggi del SEU sotto il profilo dei corrispettivi per i servizi di trasmissione, distribuzione e dispacciamento, nonché per gli oneri di sistema. Quando tali corrispettivi sono espresso in centesimi di euro per punto di prelievo all'anno, oppure in centesimi di euro per kW di potenza impegnati all'anno, il SEU si trova nella medesima posizione di qualsiasi altro cliente finale. Viceversa, per i corrispettivi espressi in centesimi di euro per kWh di energia elettrica, il SEU ha diritto ad una tariffa che tiene conto solo dell'energia elettrica prelevata sul punto di

connessione, non dell'energia elettrica consumata all'interno del SEU. Riprendendo l'esempio proposto dal DCO 33/11 (p. 40), se il SEU ha un consumo interno di 250 kWh e un prelievo di 100 kWh, il corrispettivo da pagare all'impresa distributrice per questa componente sarà pari a $100 \cdot 0,063 = 6,3$. Viceversa, un sistema non qualificabile come SEU dovrebbe pagare $350 \cdot 0,063 = 22,05$ ³². Il medesimo principio si applica alla tariffa TRAS del servizio di trasporto sulla rete di trasmissione, espressa in centesimi di euro per kWh (periodo regolatorio 2012-2015) e agli oneri di sistema, laddove siano espressi in centesimi di euro per kWh di energia elettrica consumata³³. A conclusioni analoghe si giunge utilizzando l'esempio di RIU proposto nel DCO 33/11 (p. 59-64).

Qual è l'effetto di tale regime tariffario sul sistema elettrico? In una segnalazione dell'ottobre 2012 (410/2012/I/COM, p. 39) l'Aeeg osserva che circa il 7% dell'energia elettrica consumata (clienti in AT e AAT, Ferrovie dello Stato) non è soggetta al pagamento della parte variabile della componente tariffaria A. Inoltre, circa il 9% dell'energia elettrica consumata non è soggetta al pagamento di una parte delle tariffe di trasporto e degli oneri generali di sistema. Si tratta, in particolare, di energia elettrica consumata da SEU e RIU e dell'energia elettrica immessa in rete con il meccanismo dello Scambio sul Posto (SSP). Il prevedibile incremento della generazione distribuita dovrebbe aumentare la percentuale di energia elettrica non soggetta alle tariffe di trasporto e agli oneri generali. A parere dell'Aeeg, da tale situazione deriva un aumento dei valori unitari medi per le menzionate componenti tariffarie che potrebbe rendere insostenibile il sistema.

³² Per questo esempio si utilizza la quota energia stabilita dall'Aeeg per il 2013 per la tariffa obbligatoria del servizio di distribuzione con riferimento a utenze non domestiche in bassa tensione con potenza disponibile superiore a 16,5 kW.

³³ Le definizioni relative agli oneri generali di sistema si trovano nel TIT. Per l'ultimo aggiornamento delle diverse componenti (A, UC e MCT) v. la delibera Aeeg 383/2012/R/COM.

In una successiva segnalazione del novembre 2012 (461/2012/I/COM, p. 10s.) l'Aeeg precisa ulteriormente la dimensione del problema. L'introduzione delle RIU ha comportato nel 2011 una riduzione di gettito per gli oneri generali pari a €100 milioni. A questa cifra vanno ovviamente sommate le riduzioni di gettito derivanti da SEU e SSP. La conseguenza è che il valore medio unitario delle parti variabili della componente A3 è ormai arrivato a 42 €/MWh, applicabile solo a 264 TWh rispetto al totale di circa 314 TWh consumati nel 2011.

Attualmente disponiamo quindi di una stima che potrebbe aumentare di poco per le RIU, pari a circa l'1% degli oneri generali. Difficile, invece, stimare la quantità complessiva di energia elettrica che nel prossimo futuro potrebbe essere consumata all'interno dei SEU. Secondo una simulazione, con una quota di energia elettrica consumata non soggetta a tariffe di trasporto e oneri generali pari al 37% (ad esempio a causa dell'introduzione su larga scala dei SEU), il valore unitario medio della componente A3 aumenterebbe del 32% e la bolletta del 4-5%³⁴.

L'Aeeg ritiene che già oggi la sostenibilità finanziaria del sistema sia fortemente in dubbio. Pertanto, propone di modificare l'art. 38 d.lgs. 93/11 o l'art. 33 l. 99/09 introducendo un nuovo corrispettivo tariffario per le RIU che faccia riferimento sia alla potenza disponibile nel punto di interconnessione con la rete pubblica che ad una quota fissa relativa al medesimo punto. È prevedibile che tale proposta incontri l'opposizione delle molte associazioni di categoria che si sono pronunciate in favore di una regolazione che renda più agevole la costituzione

³⁴ V. la presentazione di S. Lanza al convegno *Energia e reti nelle politiche di coesione*, Roma, 20 novembre 2012. Secondo una stima di M. Pezzaglia, presentazione al convegno Solarexpo 2012 *Prospettive della generazione distribuita alla luce dei recenti interventi normativi*, Verona, 5 maggio 2012, l'impiego dei SEU da parte di tutte le PMI, tutto il commercio, ristoranti e bar, nonché pubblica amministrazione, per un totale di 218 TWh, avrebbe un costo di €7 miliardi e determinerebbe un incremento del 5% della bolletta. Sembra però poco realistico sostenere che il 69% dei consumi di energia elettrica possa avvenire all'interno di SEU.

di reti private³⁵. In effetti, le RIU incidono in minima parte sul mancato gettito degli oneri di sistema. Penalizzarle in misura eccessiva non appare quindi giustificato. Inoltre, occorre interrogarsi sull'opportunità (e sulla legittimità) di una regolazione che preveda un regime tariffario diverso per SEU, RIU e RPr. È il caso di osservare che tutte le reti private sono potenzialmente in grado di produrre benefici per il sistema elettrico. Ad esempio, le reti private possono ridurre le perdite di rete perché garantiscono il trasporto dell'energia elettrica su distanze minori. Si dovrebbe, quindi, immaginare una regolazione tariffaria delle reti private che tenga conto dei benefici prodotti per il sistema elettrico (v. i riferimenti in BASU E AL. 2011, p. 4350s.).

Nella maggior parte dei casi, però, non sono state formulate proposte alternative per risolvere il problema di sostenibilità finanziaria segnalato dall'Aeeg. Solo l'Associazione Tecnici Energie Rinnovabili ha suggerito una revisione della distribuzione degli oneri generali. Le reti private dovrebbero essere esentate dalla componente di oneri relativi al finanziamento degli incentivi alle fonti rinnovabili e pagare i corrispettivi di trasporto in percentuale ridotta. Anche questa proposta, però, non fornisce dati sufficienti sulla sostenibilità finanziaria del sistema.

Alcune misure già adottate o in preparazione potrebbero avere un impatto sulla sostenibilità finanziaria. Alla fine del 2012 l'Aeeg ha dato attuazione a quanto previsto dall'art. 23.3 d.m. 6 luglio 2012 e attribuito una parte degli oneri generali agli impianti che usufruiscono dello SSP (del. 570/2012/R/efr). Inoltre, è prevista la revisione degli oneri generali di sistema per le imprese a forte consumo di energia (art. 39 l. 134/12)³⁶. Ma le dimensioni del problema della sostenibilità finan-

³⁵ V., in questo senso, i documenti presentati da Ascomac, Lega Nazionale Cooperative, RETE Imprese Italia, Aper e Ater nell'audizione presso l'Aeeg del 20 settembre 2012.

³⁶ La segnalazione dell'AGCOM AS992 del 6 novembre 2012 rileva nell'attuale meccanismo di esenzione dagli oneri generali una discriminazione a danno di piccole e

ziaria evidenziate dall'Aeeg richiedono una revisione ben più radicale dei meccanismi di finanziamento delle fonti rinnovabili. Appare necessario un intervento legislativo che renda compatibile lo sviluppo delle reti private con l'incremento della produzione da fonti rinnovabili. Nello stesso tempo, occorre rilevare che il problema della sostenibilità finanziaria non si pone per le RPr, alle quali si applicano il normale regime tariffario e gli oneri generali.

2.8 Considerazioni generali sulla normativa italiana

A conclusione dell'analisi delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di reti private, è opportuno individuare gli interventi che potrebbero garantire l'evoluzione del sistema elettrico verso una coesistenza equilibrata di reti pubbliche e reti private.

Consideriamo innanzitutto gli interventi legislativi, nei quali includiamo anche i provvedimenti regolamentari di competenza dell'esecutivo.

- 1) Occorre predisporre un'analisi di scenario di lungo periodo che consenta di valutare le prospettive di sviluppo delle infrastrutture elettriche italiane ed il ruolo che le reti private potrebbero avere. Nel capitolo della SEN dedicato allo sviluppo delle infrastrutture e del mercato elettrico (p. 77ss.) si fa riferimento alle criticità sollevate dall'integrazione delle fonti rinnovabili, ma le soluzioni proposte (p. 87-89) riguardano esclusivamente interventi sulle reti pubbliche. Fra l'altro, si è ricordato nel par. 1.5 che la nuova direttiva sull'efficienza energetica richiede di prendere in considerazione interventi che favoriscano le reti private. La SEN dovrebbe includere indicazioni in proposito. Sul piano della metodologia dell'analisi di sce-

medie imprese energivore con bassi consumi ma alta intensità energetica del processo produttivo.

nario, utili indicazioni si ricavano dal progetto LENS (2008), coordinato nel Regno Unito dal regolatore dell'energia Ofgem, nonché dai due *Grid Studies* (2005 e 2010) pubblicati in Germania dal Dena³⁷.

- 2) I SEU non richiedono per il momento alcun intervento legislativo. Occorre attendere le misure di attuazione prima di valutare l'opportunità di eventuali modifiche della disciplina legislativa, nonché il loro impatto sul sistema elettrico.
- 3) Per le RIU l'Aeeg ha chiesto una revisione del d.lgs. 93/11 o della l. 99/09 sotto due profili: limite temporale per identificazione delle RIU e nuova disciplina delle tariffe RIU. Si può senz'altro concordare con la prima richiesta: mantenere una lista aperta per un periodo indefinito genera incertezza e non aiuta la ristrutturazione delle RIU esistenti. La seconda richiesta nasce da problemi di sostenibilità finanziaria del sistema elettrico imputabili solo in minima parte alle RIU. Occorre, quindi, valutare soluzioni alternative, a cominciare dalla revisione complessiva degli oneri di sistema annunciata dalla SEN (p. 85).
- 4) Per le RPr la misura legislativa più importante ed urgente è un chiarimento sulla loro ammissibilità. Occorre stabilire che la riserva del servizio di distribuzione ai concessionari non impedisce di costituire le RPr. Questo intervento legislativo può anche servire a precisare i requisiti delle RPr, indirizzandole chiaramente verso il ricorso a fonti rinnovabili e l'investimento in tecnologie *smart grid*. Tuttavia, non sembrano esserci motivi per estendere alle RPr i vincoli già previsti per le RIU. Questo intervento potrebbe essere realizzato dall'esecutivo utilizzando il potere di apportare modifiche al d.lgs.

³⁷ I documenti relativi sono disponibili, rispettivamente, su <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/Trans/Archive/ElecTrans/LENS/Pages/LENS.aspx> (visitato il 30 dicembre 2012) e su http://www.dena.de/en/projects/renewables/dena-grid-study-ii.html?tx_dscoverview%5Bliste%5D=1&tx_dscoverview%5Bpluginid%5D=7 (visitato il 30 dicembre 2012).

93/11 entro ventiquattro mesi dall'entrata in vigore (art. 1.5 l. 96/10). Sarebbe anche opportuno modificare le concessioni in corso per allinearle con le nuove disposizioni.

- 5) Infine, il medesimo intervento sul d.lgs. 93/11 può servire a chiarire le modalità di applicazione della disciplina europea in materia di SDC. Su questo aspetto si rinvia al par. 1.3.

Consideriamo ora gli interventi di competenza dell'Aeeg.

- 6) In primo luogo, occorre una chiara scelta di fondo sul ruolo delle reti private. Se l'incertezza legislativa e giurisprudenziale sarà dissipata, si potrà procedere ad una regolazione che salvaguardi la sicurezza del sistema e garantisca l'accesso ai mercati elettrici, ma nello stesso tempo riduca gli oneri amministrativi per le reti private. Come osservato nell'introduzione di questo rapporto, il principio di riferimento per il regolatore dovrebbe essere la parità tecnologica fra reti pubbliche e reti private.
- 7) Per i SEU, la pubblicazione delle norme di attuazione da parte dell'Aeeg è ormai indifferibile. Le soluzioni prospettate dal DCO 33/11 dovrebbero consentire di gestire in modo ottimale i rapporti con i gestori delle reti pubbliche. Inoltre, le norme di attuazione servirebbero a chiarire i dubbi residui sulla configurazione dei SEU. Nell'ottica della riduzione degli oneri amministrativi, si dovrebbe prevedere una semplificazione dei requisiti tecnici per la connessione.
- 8) Per le RIU, l'intervento dell'Aeeg sarà ovviamente condizionato da eventuali modifiche legislative. Occorre, però, mantenere l'approccio regolatorio suggerito in precedenza, in particolare dal punto di vista: a) della semplificazione dei rapporti fra responsabile RIU e gestori delle reti pubbliche da un lato, dei rapporti fra responsabile RIU e utenti RIU dall'altro; b) della riduzione degli oneri amministrativi per l'attuazione del diritto di libero accesso; c) della semplificazione dei requisiti tecnici per la connessione.

9) Per le RPr, una volta superata l'incertezza legislativa e giurisprudenziale, i principali interventi possono essere allineati a quelli già menzionati per le RIU. In particolare, occorre garantire il coordinamento con i gestori di reti pubbliche, la riduzione degli oneri amministrativi e un adeguato spazio di autonomia per disegnare meccanismi di governo dei rapporti interni alle RPr. La riduzione degli oneri amministrativi può essere graduata in relazione alla disponibilità ad offrire servizi di rete o investire in tecnologie innovative.

La tabella 5 mette a confronto le caratteristiche di SEU, RIU e RPr.

Tabella 5. SEU, RIU e RPr a confronto

Caratteristiche	SEU	RIU	RPr
Costituzione	In qualsiasi momento (tranne SESEU)	Già esistenti o autorizzate nel 2009	In qualsiasi momento
Tecnologia	FER o CAR o miste Max. 20 MW	Qualsiasi	Qualsiasi
Collocazione UP e UC	Disponibilità cliente finale Continuità territoriale	Max. 3 comuni (con FER 3 province) Nuove UP e UC solo su stesse particelle catastali	Nessun vincolo
Connessione rete pubblica	Nessun vincolo	120 kV	Nessun vincolo
Produttore	Uno solo ammesso	Nessuno, uno o più 1 UP industriale	Nessuno, uno o più
Cliente finale	Uno solo ammesso	Uno o più 1 UC industriale	Uno o più
Soggetto responsabile	No	Sì	Sì
Obbligo connessione terzi	No	Solo nei casi individuati da Aeeg	No
Obbligo libero accesso	No	Sì	Sì
Corrispettivi trasporto, oneri di sistema	Corrispettivi c€/kWh per energia prelevata punto di connessione rete pubblica	Corrispettivi c€/kWh per energia prelevata punto di connessione rete pubblica	Punti di connessione interni ed esterni
Sistema di distribuzione chiuso	No	Sì	Sì

CAPITOLO TERZO

LA GOVERNANCE DELLE RETI PRIVATE

Questo capitolo analizza le strutture organizzative e contrattuali che possono essere utilizzate per la gestione di una rete privata. La premessa da cui partire è che non esiste un'unica struttura utilizzabile per tutte le reti private. È possibile, invece, distinguere soluzioni che si differenziano dal punto di vista dei costi organizzativi, dei processi decisionali, della distribuzione dei rischi e della capacità di adattamento nel tempo. Ciascuna di queste soluzioni deve essere selezionata tenendo conto della configurazione della rete privata, del numero e tipo di partecipanti, delle relazioni che intercorrono fra loro, nonché degli investimenti che devono essere effettuati.

Nei paragrafi che seguono le diverse strutture di governo sono confrontate con riferimento a ciascuna di queste dimensioni. Tale confronto prende le mosse da un'ipotesi di costituzione di RPr¹. Sulla scorta dell'analisi condotta nel capitolo precedente, è plausibile ritenere che nel prossimo futuro questa categoria di reti private offrirà interessanti opportunità di investimento. Una delle condizioni necessarie per cogliere tali opportunità è sicuramente un quadro regolatorio adeguato. Ma una condizione non meno rilevante è la disponibilità di strutture di governo che riducano costi e rischi degli investimenti. In termini più specifici, la struttura di governo dovrebbe garantire la realizzazione degli obiettivi che gli utenti di una RPr intendono perseguire. Tali obiettivi possono essere descritti come segue:

¹ La maggior parte delle considerazioni proposte in questo capitolo per la gestione di una RPr può essere estesa alle RIU. Ma queste ultime sono infrastrutture già esistenti e soggette a maggiori vincoli. Pertanto, gli spazi di manovra sul piano degli investimenti e della governance interna potrebbero essere più limitati.

- 1) un obiettivo minimo comune a tutte le RPr è sicuramente la riduzione dei costi di fornitura dell'energia elettrica per i clienti finali. Questo implica la costituzione di rapporti stabili fra produttori e clienti della RPr e una gestione efficiente dell'infrastruttura privata;
- 2) una RPr può proporsi obiettivi ulteriori, in particolare dal punto di vista dell'offerta di una gamma completa di servizi energetici per tutti gli utenti della RPr. Come rilevato nel capitolo precedente, sarebbe opportuno attribuire al responsabile RPr il compito di gestire in via esclusiva i rapporti con l'esterno, sia nei confronti dei gestori delle reti pubbliche che delle società di vendita, del regolatore, delle agenzie fiscali e degli enti pubblici. Ovviamente, una delega ampia presuppone processi decisionali interni che garantiscano un'adeguata rappresentanza di interessi;
- 3) una RPr deve anche valutare il grado di innovazione tecnologica che intende perseguire. L'evoluzione in corso verso le reti intelligenti suggerisce che le future reti private debbano partecipare attivamente al mercato dei servizi di rete e ai programmi di gestione della domanda. Le soluzioni disponibili vanno dal semplice rispetto dei requisiti tecnici obbligatori alla sperimentazione di soluzioni tecnologiche avanzate. Dato che il costo degli investimenti può variare in misura significativa in relazione all'opzione tecnologica selezionata, è opportuno che questo obiettivo sia reso esplicito e condiviso dagli utenti fin dall'inizio.

Il paragrafo 3.1 inizia dall'analisi del consorzio, soluzione giuridica più tradizionale per la gestione di una RPr. Il paragrafo 3.2 passa alla valutazione di uno strumento più innovativo, e cioè il contratto di rete. Il paragrafo 3.3 prende in considerazione il ricorso alla forma giuridica della cooperativa, mentre il paragrafo 3.4 discute la gestione tramite ESCo. Il paragrafo 3.5 esamina l'ipotesi di partecipazione di soggetti pubblici ad una RPr attraverso le formule del partenariato pubbli-

co-privato. Il paragrafo 3.6 propone un confronto fra le diverse strutture esaminate.

3.1 Il consorzio

In Italia esiste una tradizione consolidata sull'uso dei consorzi nel settore dell'energia. Nella fase di avvio della liberalizzazione, la partecipazione ad un consorzio di acquisto consentì alle piccole imprese di accedere al mercato libero (art. 14.2, lett. b) d.lgs. 79/99). Ma anche dopo la completa apertura alla concorrenza del mercato per i clienti non domestici, i consorzi hanno continuato ad offrire benefici consistenti sul versante dei costi di fornitura. Inoltre, hanno ampliato il loro raggio d'azione all'offerta di altri servizi e sviluppato forme di coordinamento che vanno ben oltre l'ambito locale in cui hanno avuto origine. Non sono disponibili dati ufficiali sul numero di consorzi energia esistenti in Italia, ma diverse fonti suggeriscono che il loro ruolo è tutt'altro che residuale. Ad esempio, all'Osservatorio Consorzi costituito nel 2005 partecipano 28 enti, che rappresentano quasi 2000 imprese e consumi per 6 TWh all'anno (Battaglia Parodi 2008), pari al 5% del mercato libero. Un ulteriore coordinamento fra consorzi è stato promosso da Confindustria nel 2012, con la partecipazione di 11 enti. Nella sola Lombardia, un terzo dei consumi regionali, riferito soprattutto ad imprese con consumi elevati, passa attraverso gli acquisti di un consorzio (Unioncamere Lombardia 2010, p. 86s.). Inoltre, molti dei consorzi esistenti dichiarano di ottenere risparmi considerevoli (fra il 6% e il 50%) rispetto alle tariffe di riferimento dell'Aeeg².

Nella fase iniziale del processo di liberalizzazione, l'iniziativa per la costituzione del consorzio poteva essere presa da tre categorie di

² Sugli effetti che la presenza dei consorzi produce sul potere di mercato dei produttori v. l'analisi di ALDERIGHI (2007).

soggetti (NAPOLANO, VACIAGO 2000, p. 26s.). In primo luogo, i produttori potevano avere interesse ad aggregare la domanda proveniente dalle piccole imprese. Inoltre, disponevano delle competenze tecniche per ottimizzare il servizio e gestire i rapporti con gli altri operatori del settore e con il regolatore. In secondo luogo, l'iniziativa per la costituzione del consorzio è venuta dalle associazioni industriali. Questi soggetti possono contare sul radicamento nel territorio e una storia consolidata di rappresentanza degli interessi degli associati. Infine, i clienti idonei erano interessati a gestire un consorzio per scopo di lucro, investendo in infrastrutture e nell'offerta di servizi alle piccole imprese. Ovviamente, tutte e tre le categorie di promotori possono essere presenti nello stesso consorzio. Ad esempio, in un consorzio gestito da un cliente idoneo la partecipazione di associazioni industriali o di enti locali potrebbe garantire una più equilibrata rappresentanza degli interessi delle piccole imprese.

Rispetto alla fase iniziale della liberalizzazione, è possibile registrare alcuni cambiamenti. Le associazioni industriali (in particolare, Confindustria e Confartigianato) continuano a sostenere l'aggregazione tramite consorzi, attraverso iniziative di coordinamento che vanno oltre l'ambito provinciale o regionale. Accanto a consorzi interamente privati sono ora presenti consorzi formati esclusivamente da enti pubblici, la cui attività è rivolta al settore della pubblica amministrazione. In questa categoria rientrano, ad esempio, il Consorzio Energia Toscana e il Consorzio CEV. Ulteriori cambiamenti riguardano le modalità di svolgimento dell'attività. Se in passato molti consorzi si limitavano alla ricerca delle offerte migliori, ma lasciavano ai fornitori la gestione dei rapporti con i consorziati, oggi è possibile registrare un numero consistente di consorzi che assume la qualifica di grossista e opera direttamente nei mercati dell'energia. Anche le modalità di acquisto sono diventate più sofisticate, con il ricorso a procedure di gara tra i fornitori e una maggiore varietà di soluzioni contrattuali. Inoltre, la gamma di servizi offer-

ti include audit energetici, gestione dei sistemi di energia, assistenza per connessioni e sviluppo di fonti rinnovabili, aggiornamenti sull'evoluzione della regolazione dei mercati dell'energia.

Il cambiamento che assume maggior rilievo ai fini di questo studio riguarda la struttura organizzativa. Se inizialmente i consorzi erano formati da poche decine di imprese, oggi non è raro che il numero di consorziati sia di molte centinaia. La crescita delle dimensioni ha inevitabilmente spinto verso l'adozione della forma della società consortile, già prevista dall'art. 2615-ter c.c. Di solito la scelta cade sullo schema legale della società a responsabilità limitata. La conseguenza immediata è che i processi decisionali possono essere organizzati sulla base della più articolata disciplina societaria. Nei consorzi di natura esclusivamente contrattuale, infatti, prevale di solito il criterio dell'unanimità, chiaramente inefficiente nel caso di numero elevato di consorziati. Le regole societarie sono sicuramente più idonee a garantire la rappresentanza di tutti gli interessi e l'eventuale risoluzione dei conflitti.

Nello stesso tempo, la società consortile solleva il problema della contemporanea applicazione delle regole del consorzio e delle regole del tipo societario adottato. Le regole del consorzio saranno applicate se inderogabili o non derogate. Le regole societarie saranno applicate se inderogabili e compatibili con gli scopi mutualistici del consorzio (v., in proposito, PAOLUCCI 2009, p. 320-326).

La presenza consolidata in molte regioni e la disponibilità di una struttura giuridica collaudata suggeriscono che il consorzio potrebbe essere la soluzione preferibile per la gestione di una RPr. Ad esempio, è possibile che il medesimo consorzio costituito per la fornitura di energia elettrica assuma i compiti di gestione dell'infrastruttura³. Occorre, però, valutare con attenzione i requisiti organizzativi necessari

³ Già nell'elenco di RIU predisposto dall'Aeeg (v. par. 2.3) sono presenti due consorzi.

per la gestione ottimale di una RPr. In particolare, è necessario valutare in che modo il consorzio potrebbe gestire i seguenti aspetti: a) decisioni relative agli investimenti e alla manutenzione della rete privata; b) gestione dei rapporti con gli altri operatori del mercato (gestori di reti pubbliche, società di vendita), con il regolatore, il GSE, le agenzie fiscali e gli enti locali; c) gestione dei rapporti interni con i consorziati.

Per quanto riguarda il punto a), le decisioni relative agli investimenti spetterebbero all'assemblea, ma deleghe esecutive potrebbero essere conferite agli amministratori. L'aspetto più delicato riguarda la distribuzione del costo degli investimenti all'interno del consorzio. Qualora siano disponibili finanziamenti pubblici, il consorzio si limiterà a garantire il loro reperimento e la loro utilizzazione in conformità con i vincoli previsti. Viceversa, nel caso di RPr costituita almeno in parte con finanziamenti privati (degli stessi utenti o tramite istituti bancari), la partecipazione dei consorziati potrebbe avvenire per quote paritarie o non paritarie. La scelta fra le due opzioni dipenderà dalle categorie di utenti presenti nel consorzio. Alcuni utenti potrebbero avere un peso decisivo per l'esistenza del consorzio. Può trattarsi di utenti con consumi elevati, di utenti titolari degli impianti di produzione o della rete privata. Altri utenti potrebbero avere un ruolo secondario e la loro partecipazione risulterebbe non decisiva. In casi di questo genere è plausibile immaginare sistemi di voto e di partecipazione agli investimenti che riflettono la diversità di ruoli⁴. Gli utenti di maggior rilievo sarebbero chiamati a contribuire agli investimenti, ma avrebbero anche maggiori poteri decisionali. Gli utenti di minor rilievo parteciperebbero solo

⁴ Occorre però tener presenti i vincoli derivanti da norme inderogabili dello schema societario adottato. Ad esempio, si ritiene che il voto per teste sia la regola nei consorzi a salvaguardia del principio di mutualità. Tale regola è vietata nelle s.r.l., dove il principio del voto in proporzione alla partecipazione è considerato intangibile (art. 2479.5 c.c.). Viceversa, il voto per teste sarebbe ammissibile nelle s.p.a. in base all'art. 2351.3 c.c..

alle spese ordinarie di gestione del consorzio, ma avrebbero minori poteri decisionali⁵.

Si noti, peraltro, che nei consorzi la distribuzione degli utili può essere vietata perché non c'è uno scopo di lucro. Anche quando è ammessa, la distribuzione degli utili può avvenire solo con criterio mutualistico e non in proporzione ai contributi (su questo aspetto non c'è unanimità di vedute: v. PAOLUCCI 2009, p. 317-320). Si tratta di un vincolo che potrebbe scoraggiare gli investimenti. Ma si può immaginare una situazione nella quale il consorzio stabilisce delle tariffe d'uso della RPr, pagate da ciascun consorziato. Il ricavato delle tariffe servirebbe a remunerare il proprietario della RPr, che sosterebbe gli investimenti. In questo caso l'infrastruttura non farebbe parte del patrimonio del consorzio.

Per quanto riguarda il punto b), il consorzio dovrebbe assumere il ruolo di responsabile RPr e gestore unico dei rapporti con l'esterno. Questa soluzione presenta evidenti vantaggi per i consorziati, che vedrebbero ridursi i propri costi amministrativi. Nello stesso tempo, attribuire al consorzio il compito di gestore unico significa immaginare una struttura organizzativa 'pesante', e cioè la disponibilità di adeguate competenze per la gestione di molteplici rapporti commerciali e istituzionali. Com'è ovvio, il costo per il personale del consorzio è destinato ad aumentare. La sua entità dipenderà anche dalla varietà di servizi che il consorzio intende offrire agli utenti della RPr. Una soluzione alternativa potrebbe essere la stipulazione di contratti per l'appalto di servizi con società specializzate. A tali società verrebbe delegata sia la gestione dei rapporti esterni riferibili alla RPr che la fornitura di servizi agli utenti. Un'ulteriore possibilità è la partecipazione del consorzio costituito per la gestione di una RPr ad un consorzio energia già esistente.

⁵ Una distinzione analoga è già presente nello statuto del Consorzio Friuli Energia (<http://www.friulienergia.it/>, visitato il 21 gennaio 2013).

Per quanto riguarda il punto c), il consorzio dovrebbe garantire il rispetto dei diritti di tutti gli utenti della RPr. In particolare, al consorzio spetterebbe il compito di fissare le tariffe per l'uso della RPr e di garantire il diritto di libero accesso al sistema elettrico. Inoltre, il consorzio sarebbe responsabile del rispetto dei livelli di qualità all'interno della RPr.

Nello stesso tempo, il consorzio deve dotarsi di strumenti per gestire i rischi derivanti da comportamenti degli utenti della RPr. Il caso più rilevante è la morosità di uno o più utenti. Nella sua qualità di gestore unico dei rapporti esterni, il consorzio rischia di essere direttamente responsabile per il mancato pagamento delle bollette da parte degli utenti. Applicando il regime di responsabilità previsto per i consorzi con attività esterna (art. 2615.2 c.c.), per la morosità di un singolo consorziato dovrebbe rispondere il fondo consortile in solido con lo stesso consorziato. In caso di insolvenza del consorziato, il suo debito si suddivide fra gli altri consorziati in proporzione delle quote. Si tratta evidentemente di un rischio che potrebbe scoraggiare la partecipazione ad una RPr⁶.

Il ricorso allo schema della società a responsabilità limitata risolve il problema escludendo che i creditori del consorzio possano rivalersi sul patrimonio dei singoli consorziati. Ma è chiaro che il consorzio con struttura societaria dovrà essere dotato di un patrimonio in grado di garantire i creditori. Nei consorzi energia attualmente esistenti, il rischio di morosità è gestito evitando il coinvolgimento diretto del consorzio. Il rapporto di fornitura e la relativa fatturazione riguardano direttamente l'impresa consorziata. Questa soluzione appare meno prati-

⁶ Oltre al rischio per i singoli consorziati, occorre tener presente il rischio per i creditori. La disciplina del consorzio non prevede regole sulla salvaguardia dell'integrità del fondo consortile o sulla trasparenza della situazione patrimoniale paragonabili a quelle del diritto societario. Pertanto, un consorzio gestore di RPr con struttura esclusivamente contrattuale potrebbe incontrare maggiori difficoltà nella gestione dei rapporti commerciali esterni.

cabile nel caso di RPr, dove il consorzio dovrebbe assumere il ruolo di gestore unico dei rapporti esterni. È possibile, peraltro, contenere il rischio di morosità con altri strumenti, e cioè la richiesta di fidejussioni bancarie agli utenti della RPr e l'esclusione dal consorzio per gli utenti morosi⁷. L'esclusione dal consorzio dovrebbe comportare anche la perdita della qualifica di utente della RPr⁸. L'impresa esclusa dovrebbe quindi utilizzare il servizio di maggior tutela o rivolgersi al mercato libero. La disciplina dei consorzi non prevede la liquidazione della quota del consorziato escluso, ma è possibile una previsione diversa nello statuto o l'applicazione delle regole societarie (su questo punto si registrano opinioni divergenti: v. PAOLUCCI 2009, p. 362).

Ultimo aspetto da considerare riguarda l'adattamento nel tempo del consorzio. Di tale adattamento occorre occuparsi già in fase di pianificazione iniziale della RPr. La sua configurazione deve tener conto del numero iniziale di partecipanti al consorzio, ma anche della possibilità di una loro riduzione o aumento nel tempo. Lo statuto del consorzio dovrebbe fissare una durata almeno pari al tempo necessario per ammortizzare gli investimenti iniziali, ovviamente con possibilità di successivo rinnovo. Inoltre, lo statuto (ed il relativo regolamento) dovrebbe disciplinare le condizioni di accesso e di recesso dal consorzio. Questo profilo si intreccia con la regolazione delle modalità di partecipazione al sistema elettrico. La qualifica di consorziato coincide e non può essere separata dalla qualifica di utente della RPr. Come ricordato nel par. 4.4, la RPr (e il consorzio che la gestisce) non sono tenuti ad accettare qualsiasi richiesta di connessione. Spetterà quindi allo statuto indicare le condizioni per l'ammissione e il processo decisionale da seguire. È opportuno lasciare la decisione all'assemblea, anche se potrebbero sta-

⁷ L'art. 12 dello statuto del Consorzio Friuli Energia prevede l'esclusione del consorziato che non abbia pagato due fatture consecutive o abbia esaurito le garanzie bancarie fideiussorie.

⁸ Nel caso di srl, le cause di esclusione per giusta causa devono essere indicate nello statuto secondo l'art. 2473-bis c.c.

bilirsi modalità di voto differenziate per categorie di consorziati. Il trasferimento della quota di partecipazione per atto tra vivi o a causa di morte è considerato inammissibile, o perlomeno ammesso solo con il consenso unanime degli altri consorziati. Nel caso di recesso, l'impresa perderebbe sia la qualifica di utente della RPr che di consorziata. Lo statuto dovrebbe disciplinare (coerentemente con lo schema societario eventualmente adottato) il diritto del consorziato di ottenere la liquidazione della sua quota. Si noti che imporre restrizioni eccessive al diritto di recedere dal consorzio sarebbe in contrasto sia con la regolazione di settore⁹ che con il diritto della concorrenza¹⁰.

La familiarità degli operatori nel settore dell'energia con la struttura giuridica del consorzio è probabilmente il motivo principale per cui potrebbe diventare la soluzione prevalente nel caso di realizzazione di una RPr. Occorre, però, valutare attentamente le conseguenze di tale scelta. In primo luogo, il consorzio deve essere in grado di garantire il livello adeguato di investimenti e la gestione ottimale dell'infrastruttura. Se quest'ultima fa parte del patrimonio del consorzio, i vincoli sulla ripartizione degli utili derivanti dallo scopo mutualistico scoraggiano gli investimenti. Se la RPr non fa parte del patrimonio del consorzio, occorre un accordo sulle tariffe d'uso fra consorzio e proprietario della RPr. Qualora la RPr sia in grado di offrire sul mercato

⁹ L'art. 4.2 del. Adeg 144/07 prevede che i clienti non domestici in bassa tensione possano recedere in qualsiasi momento con un preavviso non superiore a tre mesi. Per tutti gli altri clienti non domestici il diritto di recesso è liberamente negoziato fra le parti.

¹⁰ V. quanto affermato dalla Commissione europea (MEMO/08/553 del 31 luglio 2008) nel caso del consorzio francese Exeltium, che ha modificato il suo accordo con EDF per evitare di incorrere in una violazione del diritto europeo della concorrenza. È stato previsto il diritto dei consorziati di rivolgersi a fornitori alternativi e sono state eliminate le restrizioni alla rivendita dell'energia elettrica. V., inoltre, gli impegni assunti da EDF (caso COMP/39.386 dell'11 agosto 2010) per evitare che i suoi contratti di lungo termine creino barriere all'ingresso dei concorrenti.

servizi di rete, anche la distribuzione dei relativi profitti va regolamentata.

Altro aspetto collegato agli investimenti è il livello di innovazione tecnologica. La RPr potrebbe adottare soluzioni tecnologiche sperimentali con l'obiettivo di ottenere risultati brevettabili. Gli eventuali diritti di proprietà intellettuale spetterebbero al consorzio, ma anche qui occorre domandarsi in che modo remunerare il contributo individuale dei consorziati all'innovazione tecnologica.

In termini più generali, appare inevitabile che il consorzio adotti una struttura societaria, sia per garantire processi decisionali efficienti, sia per avvalersi del regime di responsabilità limitata. Ma questa scelta richiede la contemporanea applicazione della disciplina dei consorzi e del diritto societario. Entrambi contengono norme inderogabili che limitano lo spazio di azione dei consorziati. Occorre, quindi, valutare se altre strutture organizzative o contrattuali offrano maggiori vantaggi per la gestione della RPr rispetto al modello della società consortile.

3.2 Il contratto di rete

La disciplina del contratto di rete è stata introdotta per la prima volta dall'art. 3 l. 33/09 e successivamente modificata più volte. Nella versione vigente alla fine del 2012, il contratto di rete persegue la finalità generale di accrescere la capacità innovativa e la competitività delle imprese sul mercato. Tale finalità è perseguita attraverso un programma comune di rete, che obbliga le imprese a collaborare in ambiti attinenti all'esercizio delle rispettive attività, a scambiarsi informazioni o prestazioni di natura industriale, commerciale, tecnica o tecnologica, ovvero ad esercitare in comune una o più attività (art. 3, comma 4-ter l. 33/09).

A parere di molti commentatori (v., ad esempio, CORAPI 2009, MARASÀ 2010, SANTAGATA 2011), le attività che possono essere svolte con un contratto di rete sono in larga parte sovrapponibili al coordinamento fra imprenditori che si realizza tramite il consorzio (v. la definizione nell'art. 2602 c.c.). Questa tesi individua nel contratto di rete le caratteristiche prevalenti di una struttura associativa o societaria. Non mancano, peraltro, posizioni differenti, che considerano il contratto di rete una soluzione utilizzabile dagli imprenditori che non vogliano optare per la costituzione di una struttura societaria (v., ad esempio, CAFAGGI, IAMICELI 2007; MOSCO 2012). I ripetuti interventi legislativi non hanno dato risposte definitive a questo dibattito.

È possibile, però, rilevare che il contratto di rete ha riscosso finora notevoli consensi fra gli operatori. Alla fine del 2012 risultano stipulati più di 500 contratti, con il coinvolgimento di quasi 2000 imprese¹¹. Benché rappresentino appena l'1% del tessuto produttivo italiano, le iniziative di aggregazione sollecitate dal contratto di rete possono considerarsi un segnale promettente. Alle reti partecipano soprattutto imprese con maggiore propensione all'innovazione e in grado di apportare competenze significative. Sembra, quindi, che gli stessi operatori abbiano percepito il contratto di rete come uno strumento giuridico in grado di favorire collaborazioni di qualità diversa rispetto ai tradizionali consorzi. Di particolare interesse è la collaborazione fra imprese di settori diversi, in grado di abbracciare tutte le fasi del ciclo produttivo lungo la filiera. Nella maggior parte dei casi, l'obiettivo della collaborazione nella rete non è di preparare le condizioni per una successiva fusione, ma di condividere competenze e conoscenze altrimenti non disponibili. Anche da questo punto di vista, la distanza dalle forme associative appare più marcata di quanto suggerisca la disciplina legislativa.

¹¹ V. i dati Unioncamere aggiornati al 3 novembre 2012, nonché INTESA SANPAOLO-MEDIOCREDITO ITALIANO (2012); CAFAGGI, MOSCO (2012).

Il ricorso ai contratti di rete è stato registrato anche nel settore dell'energia, dell'efficienza energetica e della sostenibilità ambientale. Si tratta per il momento di un numero ristretto di esperienze, ma sufficienti per delineare gli ambiti in cui questo strumento potrebbe offrire buone prospettive di redditività. I primi dati disponibili mostrano che i contratti di rete sono stipulati nel settore dell'energia con due motivazioni principali (per un'analisi più dettagliata v. BELLANTUONO 2013b). In primo luogo, si cerca di integrare competenze diverse lungo la filiera allo scopo di garantire un'accelerazione dei processi di innovazione tecnologica e una più stretta integrazione con la fase della commercializzazione. In secondo luogo, si utilizza il contratto di rete per rafforzare il coordinamento fra enti (cooperative o consorzi) che sono stati costituiti in passato con obiettivi di aggregazione dal lato della domanda o dell'offerta. È il caso del contratto di rete Conesco, stipulato nel 2011 fra le ESCO aderenti a Federlavoro e Servizi - Confcooperative con l'obiettivo di promuovere modelli energetici sostenibili, lo sviluppo della generazione distribuita, l'efficienza energetica delle infrastrutture e le iniziative di mobilità e innovazione a livello locale. Si conferma, come registrato in altri settori, la marcata propensione all'innovazione tecnologica, soprattutto con riferimento alle fonti rinnovabili. Le statistiche menzionate in precedenza rilevano anche che le imprese partecipanti ai contratti di rete mostrano maggiore propensione al conseguimento di certificazioni ambientali.

La possibilità di utilizzare il contratto di rete per la gestione di una rete privata è stata già prospettata dagli operatori del settore (v. audizione di Ascomac-Cogena del 22 marzo 2012 dinanzi alla commissione Ambiente della Camera dei Deputati). Occorre, però, chiarire che i benefici del contratto di rete dipendono dalla capacità dei partecipanti di definire una struttura di governo in grado di garantire la condivisione di competenze e conoscenze. La disciplina legislativa fissa alcuni requisiti minimi, ma lascia ampi margini di manovra sulla scelta delle

modalità di gestione interna. In termini analoghi a quanto già osservato per i consorzi, il contratto di rete stipulato per la gestione di una RPr deve affrontare alcune questioni cruciali.

Per quanto riguarda gli investimenti, i dati finora disponibili mostrano una bassa propensione delle imprese partecipanti ad effettuare contributi significativi. Pertanto, almeno nella fase iniziale è prevedibile che un'impresa capofila assuma l'iniziativa di reperire i finanziamenti necessari per la realizzazione dell'infrastruttura e ne rimanga in seguito proprietaria esclusiva. Si noti, però, che il contratto di rete dovrebbe garantire migliori condizioni di accesso al credito. Inoltre, sono in fase di elaborazione sistemi di rating delle reti che potrebbero consentire l'instaurazione di rapporti più stretti con il settore bancario (v., in proposito, DE LAURENTIS 2011; ZANARDO 2012). È possibile, quindi, che la stipulazione di un contratto di rete per la gestione di una RPr agevoli il reperimento di fondi da parte dell'impresa capofila. Un ulteriore aspetto da considerare è che, a differenza di quanto avviene nei consorzi, la distribuzione dei ricavi può avvenire in modo non paritario, ma in proporzione al contributo dato da ciascun partecipante.

Il ruolo di responsabile RPr dovrebbe essere assunto dall'organo comune incaricato dell'attuazione del programma di rete. Secondo quanto rilevato dallo studio della Fondazione Visentini (CAFAGGI, MOSCO 2012, p. XXXI ss.), le soluzioni adottate finora vanno dall'organo comune monocratico all'organo comune pluripersonale. Quest'ultimo può includere tutti i partecipanti o solo alcuni di essi. Nel caso di organo comune monocratico, può trattarsi di un partecipante persona fisica o di una società. I contratti di rete più recenti prevedono talvolta la nomina di un manager di rete indipendente dai partecipanti. Si tratta di una soluzione che potrebbe essere utile per la gestione della RPr qualora il manager apporti competenze tecniche specifiche. Non diversamente da quanto osservato per i consorzi, all'organo comune o manager di rete spetterebbe il compito di gestire tutti i rapporti esterni di tipo com-

merciale e istituzionale. La scelta fra organo comune monocratico o pluripersonale dipende in parte dal numero di partecipanti, in parte dal ruolo che assumono nella rete. Ad esempio, la posizione di organo comune potrebbe essere ricoperta dall'impresa proprietaria della rete privata o degli impianti di produzione, oppure dall'impresa in grado di apportare il contributo più significativo in termini di innovazione tecnologica.

Sul versante dei rapporti interni, all'organo comune spetterebbe il compito di garantire il rispetto dei diritti degli utenti. Solo il fondo patrimoniale comune costituito dai partecipanti sarebbe responsabile per le obbligazioni assunte nei confronti dei terzi (art. 3, comma 4-ter, n. 2), l. 33/09). Questa regola evita i problemi che potrebbero sorgere se si applicasse il regime di responsabilità dei consorzi contrattuali nel caso di morosità dei partecipanti alla rete (v. par. 5.1). La maggioranza dei contratti di rete stipulati adotta clausole di limitazione della responsabilità al fondo comune (CAFAGGI, MOSCO 2012, p. XXXVII). Ovviamente, il fondo deve avere una consistenza sufficiente a garantire i terzi creditori.

Occorre però domandarsi con quali strumenti contrattuali debba essere gestita la RPr. Se uno dei partecipanti è proprietario esclusivo, la RPr potrebbe essere conferita in godimento per la durata del contratto ed entrare a far parte del fondo comune [v., con riferimento ai beni immobili, ZANELLI (2012, p. 222-228)]. Se invece tutti i partecipanti sono comproprietari della RPr, il contratto dovrà disciplinare le modalità di liquidazione delle rispettive quote in caso di recesso, risoluzione parziale o totale. In alternativa, è possibile costituire un patrimonio separato secondo quanto prevede l'art. 2645-ter c.c. L'infrastruttura entrerebbe a far parte di tale patrimonio e la sua utilizzazione sarebbe vincolata agli scopi del contratto di rete¹².

¹² Su questa soluzione v. le *Linee Guida per i contratti di rete* (2012, p. 47-59).

Per quanto riguarda l'adattamento nel tempo, il contratto di rete deve disciplinare le modalità per le nuove adesioni, nonché i casi di recesso e di esclusione. Per le nuove adesioni è preferibile il criterio di unanimità, allo scopo di salvaguardare l'omogeneità di interessi all'interno della rete. Il contratto dovrebbe comunque stabilire le modalità di richiesta dell'adesione e i requisiti necessari. Si tenga presente che l'adesione al contratto di rete è automaticamente collegata allo status di utente della RPr. Il recesso è generalmente libero, ma si applica la regola generale dei contratti plurilaterali, che prevede lo scioglimento del contratto nel caso il contributo del recedente debba considerarsi essenziale (art. 1459 c.c.). Questa ipotesi si verificherebbe nel caso di recesso del partecipante proprietario della RPr. Il contratto di rete dovrebbe anche disciplinare i casi di esclusione, o più esattamente di risoluzione parziale del contratto con riferimento ad uno dei partecipanti. L'ipotesi più frequente è l'inadempimento degli obblighi assunti con il contratto di rete o delle direttive dell'organo comune. Per evitare conflitti che potrebbero determinare paralisi decisionali, la risoluzione dovrebbe essere decisa a maggioranza. Ma è opportuno tutelare adeguatamente i partecipanti prevedendo una maggioranza qualificata¹³.

Sia nell'ipotesi di recesso che di risoluzione parziale occorre stabilire se il partecipante ha diritto alla liquidazione della sua quota. In mancanza di clausole sul punto, si dovrebbe ritenere che si applichi la regola prevista per i consorzi, e cioè l'esclusione del rimborso.

I vantaggi principali che la stipulazione di un contratto di rete sembra offrire sono due. In primo luogo, si tratta di uno strumento che favorisce le collaborazioni orientate all'innovazione tecnologica. Se la costruzione e gestione di una RPr comporta il ricorso alle tecnologie delle reti intelligenti, il contratto di rete potrebbe garantire l'aggregazione di imprese che dispongono delle necessarie conoscenze. In questo

¹³ Sulle modalità per disciplinare l'esclusione di un partecipante dalla rete v. IAMICELI (2012, p. 269ss.)

caso occorrerebbe prevedere nel contratto una clausola relativa alla gestione dei diritti di proprietà intellettuale, conferiti dai partecipanti o frutto dell'attività comune.

In secondo luogo, le scelte relative alla struttura di governo e ai processi decisionali sono quasi completamente affidate ai partecipanti. Questa flessibilità comporta oneri maggiori in sede di redazione del contratto di rete, ma nello stesso tempo consente di adattare la struttura di governo al tipo di attività che si intende svolgere. Si noti che il contratto di rete può anche essere utilizzato come struttura di secondo livello che collega le attività svolte da altri enti (ad esempio consorzi o *joint ventures*: v. FONDAZIONE VISENTINI 2012, p. 13s.). In un distretto industriale la gestione della RPr potrebbe essere affidata ad un consorzio con una partecipazione ristretta, mentre l'uso della RPr potrebbe essere gestito con un contratto di rete aperto a tutte le imprese del distretto. In alternativa, il responsabile RPr potrebbe rimanere esterno al contratto di rete, al quale parteciperebbero solo gli utenti.

3.3 *La cooperativa elettrica*

In Italia esiste una lunga tradizione di impiego della forma cooperativa nel settore elettrico. Alcune cooperative storiche sono state fondate oltre cento anni fa e sono sopravvissute alla nazionalizzazione degli anni Sessanta. Un numero limitato di cooperative è stato costituito di recente, dopo l'avvio della liberalizzazione. È opportuno, quindi, domandarsi quali vantaggi offrirebbe il ricorso alla forma cooperativa per la gestione di una RPr.

I dati disponibili mostrano che nel settore dell'energia operano oggi circa settanta cooperative, tutte con sede nelle regioni settentrionali e con una più accentuata concentrazione lungo l'arco alpino. La maggior parte sono attive nella produzione e/o distribuzione di energia elet-

trica, ma non mancano esempi di cooperative nel settore del gas, delle bioenergie e del teleriscaldamento. È possibile osservare una certa varietà di modelli imprenditoriali. In alcuni casi la cooperativa opera in modo analogo ad un consorzio energia, e cioè come aggregatore della domanda con l'obiettivo di ottenere condizioni più favorevoli sul mercato. In altri casi la cooperativa produce energia elettrica (prevalentemente da fonti idroelettriche e rinnovabili) che può cedere sul mercato o distribuire per l'autoconsumo dei soci attraverso reti di cui è proprietaria¹⁴.

Il "vantaggio cooperativo" è stato individuato nel coinvolgimento diretto dei soci, che consentirebbe di offrire servizi di elevata qualità e corrispondenti alle loro preferenze. Inoltre, la forte componente identitaria della cooperativa garantirebbe la possibilità di perseguire obiettivi non facilmente realizzabili tramite meccanismi di mercato, in particolare per quanto riguarda la protezione dell'ambiente. Oltre a questi benefici non monetizzabili, i soci otterrebbero anche condizioni di fornitura dell'energia elettrica più favorevoli di quelle di mercato nonché eventuali ristorni.

Partendo dall'osservazione delle cooperative elettriche statunitensi, è stato osservato che questa struttura di governance ha maggiori probabilità di successo nel caso di omogeneità degli interessi e di stabilità del gruppo dei soci. In pratica, si potrebbe ricorrere alle cooperative nel settore elettrico solo quando i soci appartengono tutti allo stesso segmento (domestico o industriale) e nelle zone rurali dove la mobilità è ridotta (HANSMANN 2005, p. 189-200). La letteratura italiana mostra invece di ritenere possibile un ricorso più ampio alla forma cooperativa¹⁵. È stato osservato che in diverse cooperative elettriche sono pre-

¹⁴ Per un'analisi dei dati v. SPINICCI (2011a, b); OSSERVATORIO SULLA COOPERAZIONE ELETTRICA (2011).

¹⁵ Per alcune critiche di carattere generale all'analisi di Hansmann v. BORZAGA, TORTIA (2005, p. 249-254). Con specifico riferimento alle cooperative elettriche v. FACCIOLINI (2007); SPINICCI (2011a).

senti sia utenti domestici che imprese. Inoltre, gli utenti non soci sono talvolta in numero superiore ai soci. Sembra, quindi, che la forma cooperativa sia in grado di garantire l'equilibrio fra interessi di categorie diverse di utenti.

Conferme in tal senso provengono da altri paesi. Ad esempio, in Germania le oltre 600 cooperative elettriche rappresentano ormai un'alternativa consolidata ai tradizionali fornitori commerciali di energia elettrica. Inoltre, la loro attività inizia ad espandersi alla gestione di grandi reti di trasmissione¹⁶.

Le cooperative elettriche sono oggetto di una specifica regolazione, oggi raccolta in un testo integrato (TICOOP, emanato dall'Aeeg con del. ARG/elt 113/10 e successivamente aggiornato per il periodo 2012-2015 con del. 46/2012/R/eel). L'Aeeg individua quattro categorie di cooperative elettriche:

- 1) cooperative storiche con concessione e reti di distribuzione;
- 2) cooperative storiche senza concessione e con reti di distribuzione;
- 3) cooperative storiche senza rete;
- 4) nuova cooperativa.

Secondo l'Aeeg, le reti di proprietà delle cooperative sono in ogni caso reti con obbligo di connessione di terzi. Inoltre, per tali reti non sono presenti i requisiti delle RIU e dei SEU. Nulla viene detto per quanto riguarda la qualifica di RPr, ma si può ritenere che anche tale qualifica sia esclusa dal momento che si applica l'obbligo di connessione di terzi. Sulla scorta di tale definizione, le cooperative sono obbligate a garantire la parità di trattamento fra clienti soci e non soci.

¹⁶ V. HOCKENOS (2012) sul progetto di acquisto da parte di una cooperativa della rete elettrica berlinese. Sulla gestione di parchi eolici tramite cooperative v. GERMAN WIND ENERGY ASSOCIATION, *Community Wind Power: Local Energy for Local People*, 2012 (www.wind-energie.de, visitato il 23 gennaio 2013). Per dati aggiornati sulle cooperative elettriche tedesche v. DGRV (2012). Altre informazioni sulle cooperative di utenza in Germania, Spagna, Francia, Regno Unito e Stati Uniti sono riportate in SPINICCI (2011a e 2010); WALKER (2008).

Le deroghe più significative alla regolazione generale sono previste per le cooperative storiche con concessione. Questa categoria di cooperative può prevedere tariffe di trasporto e per i servizi di misura diverse da quelle stabilite dall'Aeeg e applicare gli oneri di sistema solo all'energia elettrica eccedente l'autoproduzione da impianti della stessa cooperativa e connessi alla rete di proprietà. Inoltre, è facoltativa l'applicazione delle regole riguardanti la qualità commerciale e del servizio di vendita, nonché la trasparenza della fatturazione. Infine, la cooperativa storica accede di solito al regime di separazione contabile semplificato.

La cooperativa storica senza concessione accede sempre al regime semplificato di separazione contabile, ma non ottiene ulteriori deroghe. Le regole generali si applicano anche alle altre due categorie di cooperative. In particolare, per le nuove cooperative si afferma che le regole generali si applicano compatibilmente con il servizio svolto e indipendentemente dalla presenza di una rete. Questa previsione indica quindi il regime applicabile ad una cooperativa che intenda realizzare una RPr o trasformare in RPr una porzione di una rete di distribuzione esistente. Si pensi, ad esempio, alle centinaia di cooperative che hanno investito nella realizzazione di impianti fotovoltaici e potrebbero essere interessate a realizzare una RPr¹⁷.

La struttura di governo della RPr deve tener conto della disciplina delle cooperative prevista dagli art. 2511 ss. c.c.¹⁸. Sarebbe opportuno rispettare il requisito della mutualità prevalente (almeno il 50% dei servizi prodotti dalla cooperativa sono ceduti ai soci: art. 2512 c.c.) in modo da ottenere le agevolazioni fiscali previste per questa categoria di cooperative (art. 223-*duodecies*, 6° comma, disp. att. c.c.). Si noti, peraltro, che l'art. 2521.2 c.c. prevede esplicitamente la mutualità esterna,

¹⁷ Secondo quanto riportato in CONFCOOPERATIVE (2011), alla fine del 2011 risultavano iscritte negli elenchi del GSE 993 cooperative.

¹⁸ Sulla governance delle cooperative elettriche v. ALTIERI (2012).

e cioè la possibilità di fornire beni e servizi a non soci¹⁹. Pertanto, anche i non soci potrebbero essere connessi alla RPr.

Per quanto riguarda la forma societaria, le cooperative di grandi dimensioni sarebbero obbligate ad utilizzare la disciplina delle società per azioni (art. 2519 c.c.). Pertanto, sarebbero garantiti sia processi decisionali ispirati al criterio della maggioranza che la tutela dei creditori. Sul versante degli investimenti necessari per realizzare la RPr, la cooperativa ha a disposizione diversi strumenti (GENGHINI, SIMONETTI 2012, p. 1288-1290): oltre ai conferimenti e ai prestiti provenienti dai soci, è possibile la raccolta di capitale di rischio attraverso i soci sovventori, l'emissione di azioni di partecipazione cooperativa, di obbligazioni o di strumenti finanziari. Nel settore dell'energia, è stato rilevato che nel periodo 2002-2010 il capitale investito è aumentato in media del 110% (Osservatorio sulla cooperazione elettrica 2011, p. 16). Sembra, quindi, che le cooperative non avrebbero difficoltà ad autofinanziare la realizzazione di una RPr. Ma si possono immaginare situazioni in cui solo una parte dei soci affronta l'investimento. Si noti, peraltro, che le cooperative sono sottoposte a vincoli stringenti per quanto riguarda la distribuzione degli utili (art. 2514 e 2545-*quinquies* c.c.). Ma l'investimento può essere remunerato anche sotto forma di sconti o attraverso i ristori (art. 2545-*sexies* c.c.).

Un problema non secondario che potrebbe porsi per le cooperative riguarda la disponibilità di competenze necessarie per la gestione di sistemi elettrici complessi e per l'innovazione tecnologica. Le cooperative di minori dimensioni non dispongono di tali competenze, come dimostra il fatto che già oggi si avvalgono di soggetti esterni (di solito grossisti) per operare sui mercati elettrici. È plausibile, quindi, che solo le cooperative di maggiori dimensioni, costituite nella forma della so-

¹⁹ Il d.m. 30 dicembre 2005 esclude dai ricavi computabili ai fini del requisito della mutualità la fornitura obbligatoria di energia elettrica ai non soci. Questo significa che le cooperative possono offrire i loro servizi ad un numero consistente di non soci e mantenere il requisito della mutualità prevalente.

cietà per azioni, siano in grado di fare il salto di qualità necessario per l'investimento in RPr.

Per quanto riguarda l'adattamento nel tempo, la forma cooperativa garantisce libertà di ingresso e di uscita. Lo statuto dovrebbe però stabilire se il socio recedente possa conservare lo status di utente della RPr o debba rivolgersi al mercato libero. La forte componente identitaria delle cooperative dovrebbe poi ridurre i rischi connessi all'insolvenza di un socio. La cooperativa sarebbe comunque direttamente responsabile in prima battuta se, come sembra preferibile, assumesse il ruolo di gestore unico dei rapporti con l'esterno. Vale anche la pena rilevare che una cooperativa elettrica potrebbe svolgere il ruolo di ente di secondo livello qualora coordini più cooperative (o consorzi) che operano in ambiti territoriali diversi. Per questa attività di coordinamento si potrebbe utilizzare lo strumento del contratto di rete. Ad esempio, una rete di cooperative potrebbe essere costituita nel caso più RPr operino nella medesima provincia o in province confinanti²⁰.

3.4 *Le ESCo*

Ufficialmente introdotte dal d.lgs. 115/08, le ESCo rappresentano una delle categorie di attori principali per la realizzazione di misure di efficienza energetica. Benché il consolidamento di un mercato italiano dei servizi energetici abbia incontrato non poche difficoltà, i dati più recenti parlano di un volume di affari stimato nel 2011 oltre i quattro miliardi di euro (ENERGY & STRATEGY GROUP 2011, p. 199-202; MARINO E AL. 2010, p. 38-43). Un ulteriore allargamento del mercato dovrebbe derivare dall'attuazione della direttiva 25/12 nonché dal

²⁰ Sulla necessità di rafforzare il coordinamento fra le cooperative elettriche v. OSSERVATORIO DELLA COOPERAZIONE ELETTRICA (2011, p. 80-94); CENSIS (2012, p. 191-197). Sull'uso del contratto di rete da parte delle cooperative v. CARNAZZA (2012).

conto termico (d.m. 28 dicembre 2012). Tra i vari campi di intervento, le ESCo potrebbero nel prossimo futuro essere interessate ad assumere la gestione di RPr. Già oggi le diverse soluzioni contrattuali impiegate dalle ESCo prevedono una fase di gestione e manutenzione degli impianti di produzione. Nei rapporti con la pubblica amministrazione sono ormai frequenti i contratti di facility management e global service (SANTI 2011), che includono una serie di servizi energetici, in genere rivolti alla gestione di immobili. L'interesse delle ESCo per le reti private è confermato dai commenti di Federesco alla SEN. Si osserva, infatti, che la generazione distribuita dovrebbe essere incoraggiata perché consente di aumentare l'efficienza energetica delle reti attraverso l'incremento dei consumi vicino al luogo di produzione.

I vantaggi che potrebbero derivare dall'affidamento ad una ESCo dei compiti di gestione di una RPr sono di due tipi. In primo luogo, tale soggetto disporrebbe già delle competenze tecniche necessarie. In secondo luogo, sarebbe possibile avvalersi delle modalità di finanziamento che tali soggetti rendono disponibili. Ad esempio, la realizzazione della RPr potrebbe essere interamente finanziata dalla ESCo.

A fronte di questi due vantaggi, occorre riconoscere che la gestione di una RPr tramite ESCo solleva diverse criticità. Si tratta, in particolare, di: 1) selezionare lo schema contrattuale più idoneo; 2) decidere le modalità di gestione della RPr durante e dopo la scadenza del rapporto contrattuale; 3) definire in modo chiaro la posizione della ESCo nei confronti degli utenti della RPr.

Il punto 1) è la scelta decisiva per il rapporto con una ESCo. Gli schemi contrattuali disponibili sono due, con ulteriori possibili articolazioni all'interno di ciascuna categoria. Il primo è un contratto standard già utilizzato prima del d.lgs. 115/08. L'ESCo si impegna a garantire una riduzione dei costi per l'impresa cliente, attraverso la gestione degli impianti. Si tratta di un *outsourcing* della gestione del sistema energetico dell'impresa, ma senza una condivisione degli obiettivi di

risparmio energetico e una razionalizzazione dei consumi. I contratti standard rappresentano tuttora il 78% del mercato italiano (ENERGY & STRATEGY GROUP 2011, p. 194s.). Si tratta, però, di uno schema di rapporti che non va nella direzione auspicabile per lo sviluppo delle reti private, e cioè fornire un contributo significativo all'incremento dell'efficienza energetica. È opportuno, quindi, concentrare l'attenzione sulla seconda categoria di schemi contrattuali, e cioè l'*Energy Performance Contracting* (EPC) o contratto per il rendimento energetico.

In questo caso, l'obiettivo di miglioramento dell'efficienza energetica diventa il parametro di riferimento per la remunerazione dei servizi della ESCo e della restituzione dell'investimento. L'ESCo assume il rischio giuridico legato al mancato conseguimento degli obiettivi. L'EPC può essere utilizzato con diverse formule, che differiscono fra loro dal punto di vista del criterio di identificazione degli obiettivi e della distribuzione fra le parti del rischio del finanziamento.

Nell'EPC "a risparmio garantito", il cliente assume il rischio del finanziamento (in genere attraverso contratti di leasing o project financing) e l'obiettivo è fissato in termini di riduzione dei consumi. Nell'EPC "a risparmio condiviso" il finanziamento è ottenuto direttamente dall'ESCo e l'obiettivo è fissato in termini di riduzione del costo dell'energia. Nel primo caso il cliente sopporta il rischio del finanziamento ma il risparmio è garantito. Nel secondo caso l'ESCo sopporta il rischio del finanziamento ma condivide con il cliente il rischio relativo al conseguimento dell'obiettivo, in parte legato alle variazioni del costo dell'energia (ENERGY & STRATEGY GROUP 2011, p. 194ss.). Le due versioni dell'EPC sono utilizzate quasi nelle medesime proporzioni nel mercato italiano. La formula "a risparmio condiviso" potrebbe rappresentare l'opzione più attraente per le imprese che non dispongano di adeguati canali di finanziamento per la realizzazione di una RPr. Ma occorre prendere in considerazione gli aspetti relativi alla gestione dell'infrastruttura.

Con l'EPC "a risparmio garantito", il cliente rimarrebbe proprietario della RPr, mentre l'ESCO si occuperebbe della sua gestione. Viceversa, con l'EPC "a risparmio condiviso", l'ESCO rimarrebbe proprietaria dell'infrastruttura fino alla scadenza del contratto e la trasferirebbe al cliente solo dopo la scadenza.

Per quanto riguarda la gestione durante il contratto, è chiaro che il coinvolgimento di una ESCo comporta una pressoché totale esternalizzazione di tale attività. È probabile che alla ESCo sia affidata anche la gestione degli impianti di produzione. Una prima conseguenza importante di questo assetto è che il cliente non potrà sviluppare nel tempo alcuna competenza tecnica in materia di gestione dell'infrastruttura. Una volta scaduto il contratto, si porrà il problema di trovare un'alternativa per la gestione della RPr, o perlomeno di rinegoziare il rapporto con la ESCo. È opportuno anche tener presente che spesso le ESCo affidano la gestione degli impianti a società specializzate. L'ESCO rimane l'unico soggetto responsabile nei confronti del cliente, che non ha alcun rapporto diretto con tali società. Ma il contratto dovrebbe chiarire in che modo e in quali casi la società a cui è affidata la gestione può entrare in contatto con gli utenti della RPr.

Con qualsiasi tipo di EPC, la ESCo dovrebbe assumere il ruolo di responsabile RPr, con tutto ciò che ne deriva sul versante dei rapporti interni ed esterni. Una soluzione diversa, con una distinzione di ruoli fra l'ESCO e il responsabile RPr, comporterebbe probabilmente un aumento dei costi amministrativi senza alcun vantaggio evidente. È opportuno, però, che i rapporti fra l'ESCO e gli utenti della RPr siano disciplinati in modo dettagliato, stabilendo diritti ed obblighi di tutte le parti coinvolte. Si tratta di una situazione nuova per gli EPC, generalmente strutturati per rapporti che coinvolgono solo due parti. I seguenti aspetti dovrebbero essere presi in considerazione:

- 1) definizione degli obiettivi che la ESCo deve raggiungere sia con riferimento alla RPr nel suo complesso che ai singoli utenti;

- 2) attività che la ESCO deve svolgere nei confronti dei soggetti esterni, incluso il regolatore;
- 3) livelli di qualità delle prestazioni, anche in questo caso sia con riferimento alla RPr che ai singoli utenti;
- 4) misura della partecipazione dei singoli utenti ai benefici derivanti dal miglioramento dell'efficienza energetica;
- 5) distribuzione dei rischi relativi alla morosità degli utenti.

Se l'ESCO agisce come unico responsabile nei rapporti verso soggetti esterni, dovrebbe svolgere la sua attività sulla base di un mandato senza rappresentanza. In tal caso sarebbe responsabile in prima battuta, ma avrebbe la facoltà di rivalersi nei confronti degli utenti morosi. Per evitare un'eccessiva esposizione, è prevedibile la richiesta di adeguate garanzie bancarie o assicurative.

Nessuna delle criticità menzionate pone difficoltà insormontabili, ma richiede qualche adattamento agli EPC. La gestione di una RPr tramite ESCo può rappresentare un'alternativa plausibile alle altre strutture organizzative o contrattuali discusse in questo capitolo. Si noti, peraltro, che in alcuni casi sono gli stessi consorzi energia e le cooperative elettriche a promuovere la costituzione di ESCo. L'intreccio tra le varie figure mostra chiaramente il tentativo di offrire servizi integrati lungo l'intera filiera. Rimane, però, il dato di fondo di un diffuso scetticismo delle imprese italiane nei confronti delle soluzioni proposte dalle ESCo. L'incertezza sugli effettivi benefici di un investimento di lungo periodo sembra essere la principale barriera economica che occorre superare (ENERGY & STRATEGY GROUP 2012, p. 149). L'ingresso delle ESCo nel settore delle reti private potrebbe garantire la disponibilità di progetti che raggiungono la taglia necessaria per rendere possibile il finanziamento.

3.5 Il partenariato pubblico-privato

L'analisi dei meccanismi di governo delle RPr non può trascurare la possibilità di un coinvolgimento diretto del settore pubblico. Com'è ovvio, l'intervento pubblico avviene normalmente nelle forme della regolazione o dell'autorizzazione di attività private. Ma occorre chiedersi se e come tale intervento possa realizzarsi anche sotto forma di promozione delle RPr e di partecipazione diretta alla loro realizzazione e gestione. In termini generali, il settore pubblico ha svolto un ruolo spesso decisivo nella pianificazione delle infrastrutture. È plausibile ritenere che diversi soggetti pubblici possano assumere iniziative in materia di RPr per realizzare le loro finalità istituzionali nel campo dello sviluppo economico, dell'innovazione tecnologica o dell'offerta di servizi alla collettività.

Con specifico riferimento al settore dell'energia, è ormai da tempo evidente l'ampia partecipazione del settore pubblico agli investimenti in materia di fonti rinnovabili. Nel 2010 il mercato pubblico per la produzione e distribuzione di energia elettrica e termica rappresentava oltre il 12% degli importi dell'intero mercato delle opere pubbliche (CAMERA DI COMMERCIO ROMA 2012, p. 23). Nel 2011 gli appalti pubblici di lavori aggiudicati per infrastrutture del settore energetico hanno rappresentato oltre il 14% degli importi totali per la fascia di valore superiore a €150.000 (AVCP 2012, p. 352). Nell'ambito delle politiche sull'efficienza energetica, sono le stesse direttive europee ad attribuire un ruolo centrale al settore pubblico. Nel par. 3.1 si è già ricordata l'esperienza di alcuni consorzi energia costituiti esclusivamente da soggetti pubblici.

Se l'intervento pubblico per la realizzazione e gestione di RPr appare ammissibile sul piano della legittimità, decisamente più complesso è stabilire con quali forme possa essere attuato. In particolare, occorre verificare quali debbano essere gli obiettivi dell'intervento

pubblico, quali procedure debbano essere osservate e quali strumenti di governo siano disponibili.

Per quanto riguarda gli obiettivi, è possibile partire dalle modalità di intervento di soggetti pubblici nel settore delle fonti rinnovabili. È stato osservato che la realizzazione di impianti di produzione da fonti rinnovabili può avvenire su suoli concessi a privati da soggetti pubblici, oppure per soddisfare parzialmente o totalmente il fabbisogno energetico di un soggetto pubblico (AVCP 2011). In termini analoghi, nel caso delle RPr il soggetto pubblico potrebbe limitarsi a concedere il suolo di sua proprietà, oppure assumere l'iniziativa per la realizzazione della stessa RPr, separatamente o congiuntamente alla realizzazione di impianti di produzione.

Sul piano delle procedure, qualsiasi intervento pubblico in materia di RPr richiede l'applicazione del codice dei contratti pubblici (d.lgs. 163/06). Nel caso della concessione di suoli pubblici per la costruzione di impianti di produzione da fonti rinnovabili, l'applicazione del codice è prevista dall'art. 12.2 d.lgs. 28/11. Si può ritenere che la salvaguardia dei principi comunitari di libera concorrenza, parità di trattamento, non discriminazione e pubblicità richieda la medesima estensione nel caso di concessione di suolo pubblico per realizzare una RPr.

Qualora il soggetto pubblico intenda promuovere la realizzazione della RPr, gli strumenti utilizzabili rientrano nell'ampia categoria del partenariato pubblico-privato (PPP). Questa indicazione deriva in parte dalle tendenze recenti del mercato delle opere pubbliche, dove la riduzione delle risorse finanziarie a disposizione del settore pubblico ha trasformato il PPP nella soluzione dominante. Nel 2011 il valore dei bandi di PPP sul totale delle opere pubbliche è passato dal 31% al 43%. Il 52% dei bandi (circa il 7% del valore) ha riguardato il settore dell'energia, gas, acqua e telecomunicazioni. Nel caso degli impianti fotovoltaici, il PPP rappresenta circa il 40% del totale dei bandi. La previsione

per i prossimi anni è in direzione di un ricorso crescente alle diverse formule del PPP (UTFP 2012; CAMERA DI COMMERCIO ROMA 2012; OSSERVATORIO NAZIONALE PROJECT FINANCING 2011). Ulteriore impulso al PPP potrebbe offrire l'art. 14 l. 94/12, che richiede alle amministrazioni pubbliche di adottare misure rivolte al contenimento dei consumi di energia e all'efficientamento degli usi della stessa, sia attraverso contratti per il servizio energia che attraverso contratti di PPP.

Ma al di là delle considerazioni legate alla finanza pubblica, le diverse formule di PPP offrono un ampio ventaglio di soluzioni che potrebbe facilitare sia la costruzione che la gestione di una RPr.

Secondo la definizione contenuta nell'art. 3, comma 15-ter d.lgs. 163/06, i contratti di PPP hanno ad oggetto una o più prestazioni, quali la progettazione, la costruzione, la gestione o la manutenzione di un'opera pubblica o di pubblica utilità, oppure la fornitura di un servizio. Il principale elemento che distingue i contratti di PPP dal tradizionale appalto pubblico è la ripartizione dei rischi fra soggetto pubblico e privato (CARTEI 2011; CORTESE 2011; AVCP 2010). Si tratta innanzitutto del rischio di finanziamento, che deve essere parzialmente o totalmente a carico del privato. Inoltre, perché si possa parlare di PPP deve essere a carico del privato una quota significativa di altre quattro categorie di rischi: il rischio relativo alla gestione dell'opera, il rischio di costruzione, il rischio di domanda e il rischio di disponibilità (relativo alla qualità delle prestazioni che il privato deve erogare). Nella pratica è possibile osservare differenti livelli di coinvolgimento della parte pubblica nella gestione di questi rischi. La scelta dipende da una molteplicità di fattori e rappresenta la principale ragione di complessità del PPP. L'AVCP (2010) ritiene necessario includere nel contratto di concessione un quadro sinottico di tutti i rischi, di qualsiasi natura, suscettibili di verificarsi nel corso dell'intervento complessivo (dalla stipula del contratto al termine della concessione), con l'indicazione del soggetto (concedente o concorrente) che dovrà farsi carico del singolo ri-

schio, nel caso in cui esso si avveri. Un errore che occorre evitare è il trasferimento di qualsiasi tipo di rischio al contraente privato. Alcuni rischi, in particolare quelli legati al funzionamento del settore pubblico, dovrebbero rimanere a carico del contraente pubblico (IOSSA 2009; DUFFIELD 2010).

Inoltre, la ripartizione dei rischi varia in relazione al tipo di contratto che si intende utilizzare. Il codice dei contratti pubblici elenca, fra le opzioni disponibili, la concessione di lavori e di servizi, la locazione finanziaria, il contratto di disponibilità, l'affidamento di lavori mediante finanza di progetto, le società miste, l'affidamento a contraente generale.

Nel caso delle RPr, è plausibile ipotizzare il ricorso allo strumento della concessione di lavori pubblici disciplinato dagli art. 142 ss. d.lgs. 163/06. Si tratta della formula di PPP più diffusa nel mercato italiano (71% in termini di valore dei bandi nel 2011 secondo UTEP 2012). La concessione di lavori appare idonea per un'infrastruttura come la RPr, che può generare ricavi sia attraverso le tariffe pagate dagli utenti che la vendita dell'energia prodotta in eccedenza. Il privato dovrebbe essere in grado di recuperare l'investimento anche in assenza di contributi pubblici. Medesimo discorso potrebbe farsi nell'ipotesi di affidamento con finanza di progetto (art. 153 d.lgs. 163/06: v. CARTEI, RICCHI 2010; LUGARESI 2011). Due ulteriori soluzioni potrebbero essere la locazione finanziaria (art. 160-bis d.lgs. 163/06) e il contratto di disponibilità introdotto nel 2012 (art. 3, comma 15-bis e art. 160-ter d.lgs. 163/06). Quest'ultima figura prevede che l'affidatario costruisca e metta a disposizione dell'amministrazione un'opera privata destinata ad un servizio pubblico, a fronte di un corrispettivo (TUFARELLI 2012; MICONI 2012; BOTTEON 2012; FIDONE 2012). Si tratta, però, di una soluzione che impone al soggetto pubblico di valutare la sostenibilità finanziaria dell'opera nel lungo periodo. La soluzione della società mista, invece, è utilizzabile solo a condizione di rispettare i vincoli norma-

tivi sulla partecipazione di soggetti pubblici a società commerciali (GUERRERA 2011; LOLLI 2011). Ad esempio, la costituzione di una società mista da parte della Provincia di Milano per svolgere l'attività di ESCo è stata considerata legittima dall'AVCP (deliberazione n. 7 del 4 aprile 2012).

La collaborazione nell'ambito del PPP promette significativi benefici sia sul versante della riduzione dei costi che del miglioramento della qualità. Inoltre, il contraente pubblico ha la possibilità di selezionare i partner privati sulla base del maggiore o minore grado di innovazione tecnologica che intende promuovere. Tuttavia, occorre tener presente l'elevata mortalità dei progetti di PPP. Nel periodo 2002-2011 è stata superiore al 50% (UTFP 2012, p. 19). La principale difficoltà è la mancanza di un'adeguata valutazione preliminare in merito alla sostenibilità finanziaria dell'opera. Un ostacolo ulteriore è la rigidità delle procedure di selezione del contraente privato, che richiedono fra gli 8 e i 13 mesi, ai quali si aggiunge un periodo fra i 12 e i 32 mesi per ottenere il finanziamento (UTFP 2012, p. 20s.).

I PPP che superano con successo la fase della selezione devono fare i conti con il fondamentale problema della divergenza di interessi fra contraente privato e contraente pubblico. Il primo è interessato ad ottenere un ritorno economico per il suo investimento, il secondo a soddisfare un interesse pubblico. Se le clausole contrattuali non garantiscono un'equilibrata ripartizione di rischi e di incentivi, ciascuna parte potrebbe essere tentata di non rispettare le sue obbligazioni. È opportuno, quindi, valutare le soluzioni che, nell'ambito di un PPP, potrebbero consentire una gestione ottimale delle RPr. Come già osservato nei paragrafi precedenti di questo capitolo, gli aspetti principali da prendere in considerazione riguardano l'allocazione del costo degli investimenti, la gestione dei rapporti esterni ed interni, nonché l'adattamento nel tempo.

Sul versante degli investimenti, sia la soluzione della concessione di lavori che l'affidamento con finanza di progetto dovrebbero offrire sufficienti garanzie, a condizione che sia stata condotta un'analisi approfondita dei costi attesi di gestione e dei flussi di cassa. Inoltre, il progetto dev'essere 'bancabile', e cioè disporre di finanziamenti per tutta la durata dell'accordo e non richiedere successivi interventi pubblici (UTFP 2011, p. 8-12). Nella fase di esecuzione del PPP, la tutela del contraente pubblico nel caso di inadempienze relative al finanziamento è generalmente assicurata dalle clausole penali e dalle garanzie assicurative concordate nel contratto di concessione (v. l'art. 115 d.p.r. 207/10 per lo schema di contratto di concessione, nonché UTFP 2011, p. 47 (assicurazione), 58-63 (rimborsi in caso di risoluzione)). L'art. 153.13 d.lgs. 163/06 prevede che il contraente privato versi una cauzione a garanzia delle penali relative al mancato o inesatto adempimento di tutti gli obblighi contrattuali relativi alla gestione dell'opera, nella misura del 10% del costo annuo operativo di esercizio. La mancata presentazione di tale cauzione costituisce grave inadempimento contrattuale.

Per quanto riguarda la gestione dei rapporti esterni ed interni, la responsabilità primaria dovrebbe essere affidata al contraente privato. Questa soluzione non solo è coerente con l'allocazione del rischio di gestione richiesta dal PPP, ma consente anche di ridurre i costi amministrativi per la gestione della RPr. Rimane, peraltro, un ruolo importante per il contraente pubblico. È buona prassi costituire un gruppo di gestione del contratto, incaricato di sorvegliare la corretta esecuzione da parte del contraente privato (UTFP 2011, p. 53s.). Inoltre, il contratto di concessione deve includere "i criteri per la determinazione e l'adeguamento della tariffa che il concessionario potrà riscuotere dall'utenza per i servizi prestati" (art. 115, lett. l) d.p.r. 207/10). Nel caso della gestione di una RPr, è opportuno che il contratto di concessione contenga anche previsioni dettagliate sugli altri aspetti rilevanti nei rapporti con gli utenti,

in particolare per quanto riguarda le modalità di esercizio del diritto di libero accesso, le modalità di fatturazione e i livelli di qualità della fornitura. Questi aspetti possono essere regolati in appositi capitoli da allegare al contratto di concessione (CORI E AL. 2010).

L'ultimo aspetto da considerare riguarda l'adattamento nel tempo delle modalità di gestione. La disciplina del PPP contiene due previsioni rilevanti in proposito. In primo luogo, l'art. 143.8 d.lgs. 163/06 definisce le condizioni alle quali è possibile la revisione della concessione. Tale revisione non può essere concessa in ogni caso per evitare la violazione del principio di parità di trattamento degli operatori economici (AMOROSINO 2011; CARTEI 2012). Eventuali difficoltà finanziarie riconducibili alla gestione da parte del contraente privato non giustificano la revisione. Le uniche ipotesi ammesse riguardano interventi del contraente pubblico in grado di alterare l'equilibrio economico-finanziario, nonché cambiamenti legislativi o regolamentari. In ogni caso, le revisioni non possono comportare condizioni più favorevoli per il concessionario.

La seconda previsione riguarda il diritto di subentro nella concessione da parte dei finanziatori nel caso di risoluzione imputabile al concessionario (art. 159 d.lgs. 163/06). Questa soluzione consente di evitare l'interruzione della gestione, ma deve comunque essere accompagnata da clausole che definiscano il risarcimento dovuto al contraente pubblico, gli eventuali rimborsi dovuti ai finanziatori privati e la destinazione delle opere già realizzate (UTFP 2011, p. 58-63).

Le regole in materia di adattamento nel tempo del contratto di PPP potrebbero subire presto modifiche significative. La proposta di direttiva sulle concessioni presentata dalla Commissione nel 2011 (COM (2011) 897 def.) e attualmente in discussione nel Parlamento europeo prevede all'art. 42 una disciplina articolata dei casi in cui la revisione è possibile senza ricorrere ad una nuova procedura di selezione.

Questa sintetica discussione mette in evidenza un aspetto ricorrente di qualsiasi progetto in PPP: gli investimenti richiesti sul versante della pianificazione e della gestione sono notevoli, di gran lunga superiori rispetto al tradizionale appalto pubblico. Il contratto di PPP richiede adeguate competenze da parte del contraente pubblico. In assenza di tali competenze, né la selezione iniziale né la successiva gestione del contratto possono produrre risultati efficienti. Nello stesso tempo, è necessario un cambio di prospettiva del contraente privato rispetto a tradizionali attività commerciali. L'idea che il partenariato garantisca l'uso ottimale delle risorse pubbliche e private è sicuramente attraente, ma la sua realizzazione richiede che il contraente privato accetti almeno in parte di contribuire agli obiettivi pubblici. Le RPr potrebbero essere un interessante banco di prova per la sperimentazione di forme sofisticate di PPP. Nello stesso tempo, si tratta di infrastrutture che richiedono un elevato tasso di innovazione tecnologica, con prospettive di recupero degli investimenti incerte perché legate all'evoluzione del sistema elettrico e del quadro regolatorio. In queste circostanze, esiste un'elevata probabilità di conflitti fra il contraente privato e il contraente pubblico (IOSSA, MARTIMORT 2012). Occorre, quindi, evitare di proporre il PPP come la soluzione più efficiente in qualsiasi contesto.

3.6 Confronto fra le strutture organizzative e contrattuali

La tabella 6 riassume l'analisi condotta nei paragrafi precedenti e mostra la capacità di ciascuna struttura organizzativa o contrattuale di risolvere i problemi cruciali per la gestione ottimale di una RPr. È opportuno precisare che la valutazione espressa tiene conto solo delle potenziali capacità. Ciascuna delle soluzioni proposte può avere successo a condizione che sia pianificata correttamente. Inoltre, ciascuna soluzione deve essere selezionata nei casi in cui la configurazione dell'in-

infrastruttura o il numero e le caratteristiche dei partecipanti consentano di sfruttare tali potenzialità. La tabella mostra anche che nessuna struttura organizzativa o contrattuale è priva di debolezze. Solo una scelta accurata consente di ottenere benefici in grado di compensare gli eventuali limiti. Sarebbe opportuno che le associazioni che operano nel settore della generazione distribuita intervenissero per accelerare il processo di apprendimento in quest'ambito. Le misure che potrebbero essere adottate includono la raccolta sistematica di informazioni sui progetti pilota sia in Italia che all'estero e la predisposizione di modelli di statuto o di contratto per la gestione delle reti private.

Tabella 6. Valutazione dei sistemi di governo delle RPr

Governo delle RPr	Consorzio	Contratto di rete	Cooperativa	ESCo	PPP
Costi organizzativi	+	++	+	-	--
Investimenti	+	+	++	++	++
Innovazione	+	++	+	++	++
Rapporti esterni	++	++	+	++	++
Rapporti interni	+	++	++	-	-
Adattamento	+	+	+	-	-

Legenda:

++ = molto positivo

-- = molto negativo

+ = positivo ma con alcuni limiti - = negativo

Per quanto riguarda i costi organizzativi, la flessibilità offerta dal contratto di rete sembrerebbe garantire i maggiori benefici. Il consorzio e la cooperativa sono strutture collaudate che non richiedono costi organizzativi elevati. Tuttavia, le rispettive normative impongono non pochi vincoli. La gestione di una RPr tramite ESCo potrebbe avere lo svantaggio della mancanza di esperienze consolidate in quest'ambito. Infine, il PPP richiede complesse procedure di gara e un'accurata piani-

ficazione dei rapporti fra i contraenti pubblico e privato. Si tratta quindi della soluzione con i maggiori costi organizzativi.

Il finanziamento dell'infrastruttura dovrebbe risultare più agevole attraverso le cooperative, le ESCo e il PPP, anche se per ragioni diverse. Le cooperative dispongono oggi di una grande varietà di strumenti di raccolta fondi. ESCo e PPP, invece, operano con modalità che garantiscono fin dall'inizio l'individuazione dei meccanismi di finanziamento e la sostenibilità finanziaria del progetto. Viceversa, l'esperienza dei consorzi negli ultimi decenni mostra una certa riluttanza delle imprese partecipanti ad effettuare investimenti significativi, principalmente perché i benefici di tali investimenti dovrebbero essere ripartiti fra i consorziati e la distribuzione di utili è controversa. Infine, l'esperienza dei contratti di rete è ancora troppo recente per offrire indicazioni significative. Le prime indagini segnalano però contributi modesti da parte degli aderenti alla rete.

Sul versante dell'innovazione, il contratto di rete rappresenta senza dubbio la struttura con le caratteristiche più idonee a perseguire tale obiettivo. Buoni livelli di innovazione potrebbero ottenersi anche con ESCo e PPP, a condizione che gli obiettivi siano adeguatamente individuati. Minori garanzie offrono consorzi e cooperative, principalmente per la mancanza di adeguate competenze tecniche. Occorre, però, valutare la propensione all'innovazione in stretto collegamento con la disponibilità ad investire. Ad esempio, se una cooperativa dispone di sufficienti risorse finanziarie può procurarsi anche le necessarie competenze tecniche. Viceversa, la maggiore propensione all'innovazione delle imprese aderenti alla rete potrebbe essere frustrata dalla mancanza di finanziamenti.

La gestione dei rapporti esterni non presenta particolari problemi per nessuna delle strutture analizzate. In ogni caso la soluzione del gestore unico appare preferibile. Qualche difficoltà in più potrebbe-

ro avere le cooperative, laddove non siano in grado di procurarsi adeguate competenze tecniche.

Più complessa la valutazione relativa alla gestione dei rapporti interni. Nel caso del consorzio, occorre evitare che il ricorso al criterio dell'unanimità aumenti i costi organizzativi. Questo problema può essere facilmente evitato ricorrendo allo schema della società consortile e utilizzando le strutture di governo del diritto societario. Il contratto di rete dovrebbe garantire una gestione ottimale dei rapporti interni, almeno nei casi in cui tale struttura riesca a realizzare una piena condivisione degli obiettivi e delle risorse fra gli aderenti. Anche la cooperativa, d'altra parte, può contare di solito su modalità di gestione che attribuiscono priorità agli interessi dei soci. Meno positiva è la valutazione per ESCo e PPP. In questi casi la tutela degli utenti dipende dalla capacità del committente o contraente pubblico di predisporre adeguate misure di salvaguardia negli accordi contrattuali con la ESCo o il contraente privato. Inoltre, il committente o contraente pubblico dovrebbe disporre di strumenti di monitoraggio costante per tutta la durata del rapporto e di poteri di intervento nel caso di controversie. Laddove tali soluzioni non siano disponibili, la gestione dei rapporti interni rischia di essere fortemente inadeguata.

L'ultimo aspetto da considerare riguarda l'adattamento nel tempo della RPr, sia dal punto di vista della sua configurazione che del numero e tipo di partecipanti. Sotto questo profilo, nessuna delle strutture considerate offre soluzioni ottimali. Consorzi, contratti di rete e cooperative dovrebbero assicurare una buona capacità di adattamento, ma solo a condizione che i processi decisionali interni non siano ostacolati da una marcata divergenza di interessi. Viceversa, ESCo e PPP potrebbero avere notevoli difficoltà a garantire l'adattamento nel tempo, sia per la mancanza di procedure collaudate sia per un più evidente disallineamento degli incentivi. Qualora l'adattamento comporti costi ag-

giuntivi, è prevedibile che ESCo e contraenti privati non siano disposti ad affrontarli e cerchino di trasferirli alla controparte.

CAPITOLO QUARTO

PROFILI FISCALI

Questo capitolo esamina gli aspetti della normativa fiscale di immediata rilevanza per le reti private¹. In termini generali, l'elettricità e gli altri prodotti energetici sono sottoposti a due forme di imposizione fiscale indiretta: le accise e l'IVA. Le prime sono state armonizzate a livello europeo con la direttiva 2003/96/CE, che ha identificato i prodotti gravati da tale imposta, le condizioni di esigibilità del tributo e le aliquote minime². La seconda è stata armonizzata a livello europeo a partire dagli anni Sessanta. Attualmente è disciplinata dalla direttiva 2006/112/CE.

Gli aspetti su cui è opportuno concentrare l'attenzione sono i seguenti:

- 1) quale imposizione fiscale è prevista per l'energia elettrica prodotta e consumata all'interno di SEU, RIU e RPr?
- 2) quale soggetto all'interno di SEU, RIU e RPr è tenuto agli adempimenti previsti dalla normativa fiscale?

Per quanto riguarda l'IVA, la disciplina di riferimento è contenuta nel d.p.r. 633/72. Per le accise, la disciplina di riferimento è contenuta nel d.lgs. 504/95, Testo Unico delle imposte sulla produzione e sui

¹ Non saranno discussi in questo capitolo le agevolazioni fiscali previste per alcune materie prime impiegate nella produzione di energia elettrica o termica e il regime fiscale previsto per i meccanismi di sostegno e gli incentivi alle fonti rinnovabili (su quest'ultimo aspetto v. GSE, Regole applicative per l'iscrizione ai registri e per l'accesso alle tariffe incentivanti – d.m. 5 luglio 2012 (quinto conto energia), 7 agosto 2012, nonché il parere dell'Agenzia delle Entrate (AE) del 6 dicembre 2012).

² È attualmente in discussione una proposta di revisione della direttiva presentata dalla Commissione (COM (2011) 169 del 13 aprile 2011).

consumi (TUA)³. Alcune modifiche recenti del TUA sono direttamente rilevanti per le reti private. In primo luogo, a partire dal 2012 è stata abolita nelle regioni a statuto ordinario l'addizionale provinciale sulle accise dell'energia elettrica, dovuta per gli usi in luoghi diversi dalle abitazioni⁴. In secondo luogo, è stata abrogata l'esenzione dalle accise per gli opifici industriali con consumo mensile superiore a 1.200.000 kWh. Le aliquote per usi in luoghi diversi dalle abitazioni sono state contestualmente riviste, con decorrenza dal 1° giugno 2012⁵. I paragrafi che seguono illustrano gli effetti di tali modifiche.

4.1 Energia elettrica prodotta e consumata all'interno di reti private

L'art. 52.1 TUA individua il presupposto di esigibilità delle accise nella fornitura al consumatore finale o nell'autoconsumo per il caso di energia prodotta dal medesimo soggetto che la utilizza. L'art. 53 TUA identifica i soggetti obbligati al pagamento delle accise. Occorre, però, tener presenti le ipotesi di esclusione dall'accisa (art. 52.1 TUA) per alcuni processi produttivi industriali e per la produzione da fonti rinnovabili con impianti di potenza fino a 20 kW. Inoltre, l'art. 52.3 TUA elenca alcune esenzioni dall'accisa.

L'ipotesi di esenzione rilevante per le reti private è prevista dall'art. 52.3, lett. b), relativa a unità di produzione alimentate da fonti rinnovabili, a condizione che si tratti di un autoproduttore, gli impianti abbiano potenza nominale superiore a 20 kW e l'energia elettrica sia

³ V., in generale, FALSITTA (2012, p. 921ss.); SORRENTINO, PASCA (2008, p. 173ss.); CERIONI (2008).

⁴ V. art. 18.5 d.lgs. 68/11 e il relativo d.m. di attuazione del 30 dicembre 2011. È stata abolita anche l'addizionale comunale per l'elettricità utilizzata nelle abitazioni e nelle seconde case (art. 2.6 d.lgs. 23/11 e d.m. 30 dicembre 2011).

⁵ L'esenzione era prevista dall'art. 52.3, lett. f), abrogata dall'art. 3.3 l. 44/12. V., in proposito, i chiarimenti forniti dall'Agenzia delle Dogane (AD) con la nota n. 62488 del 31 maggio 2012.

impiegata in luoghi diversi dalle abitazioni. La norma non fornisce una definizione di autoproduttore, nè alcuna indicazione in proposito è stata fornita dall'AD. La definizione di autoproduttore nell'art. 2.2 d.lgs. 79/99 richiede una percentuale di autoconsumo pari almeno al 70%. Ma si tratta di una definizione che, in mancanza di un esplicito rinvio legislativo, non può considerarsi automaticamente applicabile in ambito tributario. Pertanto, l'esenzione dovrebbe spettare per qualsiasi quota di autoconsumo.

I soggetti che possono sicuramente beneficiare di questa esenzione sono:

- 1) il cliente finale di un SEU qualora abbia la disponibilità delle unità di produzione e utilizzi almeno in parte l'energia elettrica per uso proprio;
- 2) il produttore di un SEU per la quota di energia elettrica che utilizza direttamente;
- 3) il titolare di unità di produzione di una RIU o di una RPr qualora utilizzi almeno in parte l'energia elettrica per uso proprio.

Si noti che, anche nel caso di applicazione dell'esenzione, potrebbero essere dovuti alcuni adempimenti fiscali, di cui si dirà nel par. 4.2.

Non è chiaro quale regime fiscale debba applicarsi in altre ipotesi rilevanti per le reti private. Può considerarsi autoconsumo esente da accisa anche l'energia elettrica fornita da unità di produzione del SEU al cliente finale? E cosa succede nel caso di un consorzio, di un contratto di rete o di altra struttura organizzativa costituiti per la gestione di una RIU o RPr? Quest'ultima situazione è rilevante sia per definire il campo di applicazione dell'esenzione prevista dall'art. 52.3, lett. b), sia per stabilire come debbano essere calcolate le accise sugli scagioni di consumo qualora tale esenzione non sia applicabile. Se la struttura organizzativa o contrattuale è considerata un unico soggetto autoproduttore, l'energia elettrica interamente prodotta e consumata all'interno della

rete privata è esente dalle accise, ovviamente a condizione che le unità di produzione siano alimentate da fonti rinnovabili. Ma la giurisprudenza tributaria che si è pronunciata su ipotesi analoghe suggerisce che una totale esenzione può essere ottenuta solo in presenza di determinate condizioni.

Negli ultimi anni il problema è stato sollevato sia con riferimento all'esenzione per gli opifici industriali (art. 52.3, lett. f), abrogato dalla l. 44/12), sia con riferimento alla definizione di officina elettrica di produzione e di acquisto (art. 54 TUA).

Le situazioni prese in considerazione dalla giurisprudenza tributaria hanno riguardato produttori che forniscono energia elettrica a più utenti nello stesso sito industriale, società capogruppo che forniscono energia elettrica a società collegate nello stesso sito industriale, nonché gestori di aeroporti che forniscono energia elettrica a tutti gli utenti che svolgono attività connesse.

Per quanto riguarda i siti industriali, la Cassazione (sentenza n. 3537/12) ha negato che il produttore incaricato di fornire energia elettrica a diversi utenti dell'area di Porto Marghera possa essere considerato un'unica officina elettrica. Pertanto, sia gli adempimenti fiscali che il versamento delle accise sarebbero dovuti dal produttore con riferimento a ciascun utente. Ma una conclusione opposta è stata raggiunta dalla Commissione tributaria regionale Umbria Perugia (sentenza 202/02/2012 del 23 ottobre 2012), che ha considerato unico opificio industriale il Polo di Terni in presenza di una società che forniva energia elettrica ad altri quattro utenti.

Diverse sentenze delle Commissioni tributarie hanno riguardato la fornitura integrata di servizi ed energia elettrica da parte di una società capogruppo ad altre società dello stesso gruppo, o comunque operanti nella stessa area industriale. In questo caso è stata riconosciuta l'esenzione dalle accise perché la fornitura di energia elettrica sarebbe inserita in un rapporto più ampio e non rappresenterebbe l'attività principale

della capogruppo (v., ad esempio, Commissione tributaria provinciale Milano, 9 marzo 2010, n. 94; Commissione tributaria regionale Piemonte Torino, 20 dicembre 2010, n. 72; Commissione tributaria regionale Lazio Roma, 18 gennaio 2011, n. 3). Pertanto, la capogruppo conserverebbe la qualifica di consumatore finale e non sarebbe tenuta alla dichiarazione annuale dei consumi né alla richiesta di versamento delle accise a tutti gli utenti dello stesso sito.

La medesima logica è stata seguita nel caso dell'aeroporto di Roma. La fornitura di energia elettrica agli operatori dello scalo è stata considerata necessaria per il normale svolgimento delle attività aeroportuali. Pertanto, non sarebbero ravvisabili i presupposti di esigibilità delle accise (Commissione tributaria regionale Lazio Roma, 2 aprile 2012, n. 131).

In tutte queste controversie l'AD ha sempre sostenuto l'esigibilità delle accise e la non cumulabilità dei consumi ai fini dell'applicazione della tassazione regressiva o dell'esenzione (v., da ultimo, il comunicato stampa del 2 maggio 2012). Per chiarire i dubbi interpretativi, l'AD ha richiesto un parere al ministero dello Sviluppo Economico. Nella nota n. 9780 del 5 giugno 2007, la Direzione generale energia e risorse minerarie ha affermato che la fornitura di energia elettrica a più utenti nello stesso sito industriale può considerarsi unitaria ai fini delle esenzioni solo in presenza di tre condizioni: 1) contiguità territoriale delle unità di consumo; 2) fornitura tramite RIU con unico punto di connessione; 3) ciclo produttivo integrato, e cioè produzione destinata in via esclusiva alla realizzazione nello stesso sito di un dato prodotto⁶.

Si tratta di un'interpretazione restrittiva, che escluderebbe dalle esenzioni le RIU e le RPr nelle quali il ciclo produttivo non sia integrato. Si potrebbe sostenere che la costituzione di una struttura organizzativa o contrattuale con il compito di gestire la rete privata sia un requisito sufficiente per dimostrare l'integrazione e giustificare l'applicazione

⁶ La nota del ministero è descritta da Giua e al. (2012).

dell'esenzione per l'autoconsumo. In termini più generali, sarebbe opportuno un intervento legislativo che definisca un regime delle accise coerente con l'obiettivo di sostenere lo sviluppo delle reti private. In mancanza di tale intervento, la posizione più prudente per il responsabile RIU o RPr è concordare con l'ufficio dell'AD territorialmente competente i necessari adempimenti fiscali per la rete privata e per i suoi utenti. Nella medesima posizione dovrebbe trovarsi il SEU con produttore e cliente finale distinti per la quota di energia elettrica consumata all'interno del collegamento privato.

Se la configurazione della rete privata non consente l'applicazione di esenzioni, le aliquote per ciascun utente saranno determinate in base agli scaglioni di consumo previsti a partire dal 2012. Ma il cumulo dei consumi complessivi di tutti gli utenti non può considerarsi ammesso in assenza delle condizioni che consentirebbero di considerare la rete privata come soggetto unitario.

Per quanto riguarda il regime delle accise per il gestore della rete privata, si devono ritenere applicabili le stesse disposizioni previste in generale per le reti pubbliche. Se il titolare di un SEU o il gestore di una RIU o di una RPr non svolgono attività di produzione o di rivendita dell'energia elettrica è richiesta solo una denuncia di attività e l'autorizzazione dell'AD. Non è richiesta, invece, la licenza d'esercizio per l'officina elettrica. Ai titolari o responsabili di reti private si applica l'esenzione prevista dall'art. 52.3, lett. a) TUA per l'energia elettrica utilizzata nell'attività di distribuzione. Si deve invece considerare esigibile l'accisa per l'energia elettrica impiegata dai titolari o responsabili di reti private per attività amministrative, servizi o uffici degli stessi soggetti (AD, circolare n. 37/D del 28 dicembre 2007, p. 32s.). Per tali consumi, i titolari o responsabili di reti private saranno nella posizione di consumatori finali o, se produttori, di soggetti tenuti ad effettuare la dichiarazione annuale.

Per quanto riguarda l'applicazione dell'IVA all'interno della rete privata, occorre partire dalla definizione di operazione imponibile, che l'art. 2 d.p.r. 633/72 individua nella cessione di beni. È possibile ravvisare una cessione nel caso l'energia elettrica sia parzialmente o totalmente consumata all'interno di una rete privata? La risposta sembra essere affermativa, in base a quanto prevede l'art. 2.2, n. 6). Tale disposizione include fra le cessioni di beni "le assegnazioni ai soci fatte a qualsiasi titolo da società di ogni tipo e oggetto nonché le assegnazioni e le analoghe operazioni fatte da altri enti privati o pubblici, compresi i consorzi e le associazioni o altre organizzazioni senza personalità giuridica". Come rilevato nel cap. 5, la gestione della rete privata potrebbe essere realizzata attraverso varie strutture organizzative o contrattuali. Ma ciascuna delle possibili soluzioni rientrerebbe nel campo di applicazione della disposizione richiamata: la fornitura di energia a favore degli utenti della rete privata sarebbe equiparabile ad un'assegnazione. Si noti, peraltro, che l'art. 10.2 d.p.r. 633/72 consente in alcuni casi di esentare dall'IVA le prestazioni di servizi effettuate nei confronti dei consorziati o soci da consorzi, società consortili e società cooperative con funzioni consortili (v. le circolari dell'AE 31 ottobre 2008, n. 414 e 8 maggio 2009, n. 23).

Per quanto riguarda le aliquote IVA, si può ritenere che nelle reti private si applichi l'aliquota del 10% prevista dalla tabella A, parte III, n. 122 del d.p.r. 633/72, qualora la fornitura di energia provenga da fonti rinnovabili o da CAR. Alla fornitura di energia da altre fonti si applica invece l'aliquota ordinaria.

4.2 Adempimenti fiscali nelle reti private

I principali adempimenti fiscali previsti per i soggetti obbligati al pagamento delle accise e per i soggetti esenti possono essere riassunti come segue:

- nel caso di produzione di energia elettrica e di acquisto per uso proprio o vendita a clienti finali è richiesta la licenza di esercizio di officina elettrica, da rilasciare previa verifica degli impianti, con versamento di cauzione e pagamento di diritto annuale secondo quanto previsto dall'art. 63 TUA (art. 53 TUA, su cui v. AD, circolare n. 17/D del 28 maggio 2007, p. 28);
- per produttori non obbligati al pagamento delle accise perché non la forniscono a consumatori finali né la consumano per uso proprio, l'art. 53-bis TUA prevede specifici adempimenti. All'avvio dell'attività è prevista una comunicazione, successivamente è prevista una dichiarazione annuale entro il marzo dell'anno successivo;
- i gestori di reti che non effettuano attività di rivendita devono solo effettuare la comunicazione di inizio attività e la dichiarazione annuale riepilogativa per l'energia elettrica trasportata. I gestori devono anche comunicare tempestivamente ai venditori i dati sull'energia elettrica consegnata ai consumatori finali. Peraltro, l'AD osserva (circolare 17/D, p. 38s.; circolare 37/D, p. 32) che di solito questi soggetti utilizzano energia elettrica per la produzione o per il trasporto. Pertanto, le disposizioni dell'art. 53-bis si applicheranno solo se tale energia è fatturata da altri soggetti. In caso contrario, ai produttori e ai gestori di reti si applica l'esenzione dall'accisa prevista dall'art. 53.3, lett. a);
- il versamento dell'imposta avviene di solito con cadenza mensile da parte dei soggetti obbligati, con conguaglio da effettuare nel mese di marzo con riferimento ai consumi dell'anno precedente. Nel caso di produzione per uso proprio è previsto il versamento con canone

di abbonamento. La medesima modalità è ammessa per gli impianti di cogenerazione e alimentati da fonti rinnovabili con potenza disponibile fino a 100 kW;

- si può ritenere che le medesime disposizioni si applichino al titolare di un SEU e al responsabile di una RIU o di una RPr. Questi soggetti saranno tenuti agli adempimenti previsti dall'art. 53 se è richiesta la licenza di officina elettrica, agli adempimenti previsti dall'art. 53-bis se non richiesta.

CAPITOLO QUINTO

ESPERIENZE EUROPEE ED EXTRAEUROPEE IN MATERIA DI RETI PRIVATE

Questo capitolo descrive la regolazione delle reti private in alcuni Stati Membri e negli Stati Uniti. La comparazione con le esperienze straniere può risultare utile per diversi motivi. In primo luogo, le reti private sono una soluzione tecnologica relativamente recente e finora marginale. Pressoché ovunque esiste un'esperienza limitata sulla loro regolazione. Pertanto, le misure adottate in ciascun paese rappresentano un esperimento da cui è possibile trarre indicazioni per la futura regolazione italiana. In secondo luogo, si è ricordato nel par. 3.3 che il Terzo Pacchetto Energia ha introdotto la nozione di SDC. Gli Stati Membri erano liberi di non adottare alcuna norma di attuazione in proposito. Non sono disponibili dati ufficiali sul numero di Stati Membri che ha attuato l'art. 28 dir. 72/09. Ma in diversi casi tale norma, insieme alla sentenza del caso Citiworks, ha spinto i legislatori nazionali ad adottare nuove regole per le reti private. I paragrafi che seguono descrivono tali interventi in quattro Stati Membri, concentrando l'attenzione su due aspetti: a) in che misura la definizione europea di SDC è stata adottata o modificata a livello nazionale; b) se e come la regolazione dei SDC si discosta dalla regolazione delle reti pubbliche.

L'ultimo paragrafo del capitolo offre qualche informazione sulla regolazione delle *microgrids* negli Stati Uniti. L'esperienza americana appare interessante soprattutto perché i diversi Stati stanno sperimentando varie politiche di sostegno alla generazione distribuita. È possibile, quindi, raccogliere dati su differenti modalità di regolazione delle reti private. Inoltre, la letteratura americana analizza in maggior

dettaglio le soluzioni per il governo delle reti private rispetto a quella europea.

Un'avvertenza sulla prospettiva adottata in questo capitolo appare opportuna. La comparazione non può essere utilizzata per imitare soluzioni regolatorie adottate altrove. Difficilmente le medesime soluzioni funzionano in contesti differenti. Le scelte effettuate in ciascun paese o regione possono essere determinate da una molteplicità di fattori, a cominciare dalle caratteristiche tecniche delle reti e dalle modalità di organizzazione dei mercati. Pertanto, è sconsigliabile qualsiasi trapianto affrettato. Le informazioni raccolte servono per mettere a fuoco gli ostacoli all'evoluzione delle reti private, nonché i relativi rischi e benefici. Come superare tali ostacoli e come gestire i rischi deve essere deciso sulla base dell'analisi condotta nei capitoli precedenti. Inoltre, in ambito europeo l'esistenza di un comune riferimento normativo (l'art. 28 dir. 72/09) consiglia di misurare la distanza fra la regolazione italiana e la regolazione di altri Stati membri in questo settore. Qualora si registrino differenze significative, è opportuno domandarsi se siano giustificate da fattori presenti solo in determinati paesi.

5.1 Belgio

In Belgio la competenza sulla regolazione delle reti private è suddivisa fra il livello federale e il livello regionale. Questa suddivisione di competenze ha richiesto l'introduzione di due categorie di reti private. Rientrano nella competenza federale le reti di distribuzione (*réseaux fermés industriel*) connesse alla rete di trasmissione con tensione superiore a 70 kV. Rientrano nella competenza regionale le reti private

connesse a reti con tensione inferiore o uguale a 70 kV¹. Si noti che la competenza in materia di tariffe per tutte le reti appartiene al livello federale.

La legislazione federale che ha dato attuazione al Terzo Pacchetto Energia ha disciplinato solo le reti private che rientrano nella sua competenza. Ciascuna delle tre regioni belghe ha poi provveduto a disciplinare le reti private locali.

Per quanto riguarda la legislazione federale, la definizione di *reseau fermé industriel* contenuta nell'art. 2, n. 41, l. 29 aprile 1999 (modificata nel 2012) corrisponde alla definizione europea di SDC. Il riconoscimento di tale qualifica poteva essere richiesto entro sei mesi dall'entrata in vigore della legge, a condizione di dimostrare la conformità alle condizioni tecniche richieste per la rete di trasmissione. L'art. 18*bis* identifica gli obblighi dei gestori di reti private, in particolare per quanto riguarda l'accesso di terzi, la connessione, l'applicazione delle tariffe, la continuità del servizio. Si tratta di una disciplina conforme alla normativa europea, ma esplicitamente in deroga a quanto previsto in generale per le reti pubbliche.

In Vallonia l'intervento legislativo sulle reti private ha preceduto la dir. 72/09. L'art. 84 del decreto 17 luglio 2008 ha stabilito un obbligo di notifica delle reti esistenti. La notifica dev'essere accompagnata dalla dimostrazione della conformità tecnica della rete. Una volta accertata la conformità, le reti private con utenti prevalentemente residenziali possono essere trasferite al gestore della rete di distribuzione o richiedere un'autorizzazione alla gestione della rete privata. Questo tentativo di regolarizzazione delle reti esistenti è stato considerato inefficace dal regolatore regionale dell'energia, principalmente sulla base

¹ V. lo studio del 6 ottobre 2011 realizzato dalla *Commission de Régulation de l'Electricité et du Gaz* (CREG) per l'attuazione del Terzo Pacchetto (www.creg.be, visitato il 21 gennaio 2013).

della considerazione che la verifica della conformità tecnica richiede investimenti notevoli².

La medesima obiezione può essere rivolta alle procedure per la realizzazione di nuove reti private. Queste possono essere autorizzate dal ministero competente esclusivamente in caso di rifiuto di accesso alla rete di distribuzione o di condizioni tecniche di accesso non ragionevoli. In alternativa, le nuove reti private possono essere realizzate sulla base di una convenzione con il gestore della rete di distribuzione. Ma in entrambi i casi è richiesta la verifica della conformità tecnica. Il legislatore vallone ha comunque previsto alcune eccezioni alle procedure di regolarizzazione e autorizzazione, relative ai casi di consumi temporanei o accessori, nonché alle reti private realizzate all'interno di proprietà esistenti (art. 15*bis*-15*quater* decreto 12 aprile 2001, come modificato dal decreto 17 luglio 2008). L'individuazione degli obblighi del gestore della rete privata è rimandata a provvedimenti del governo, tuttora non emanati. Agli utenti delle reti private si riconoscono in ogni caso gli stessi diritti degli utenti di reti pubbliche (art. 15*ter*, par. 3 decreto 12 aprile 2001), oltre alle eventuali obbligazioni di servizio pubblico che il governo decida di imporre ai gestori di reti private (art. 34*ter* decreto 12 aprile 2001).

È attualmente in discussione un nuovo decreto del governo vallone che dovrebbe cancellare la previsione sul trasferimento al gestore della rete di distribuzione delle reti private con prevalenza di utenti residenziali. Queste ultime sarebbero tenute ad osservare obblighi di servizio pubblico. Le reti private “professionali” dovrebbero invece essere autorizzate dal regolatore regionale e versare un contributo di solidarietà per finanziare lo sviluppo delle reti di distribuzione³.

² COMMISSION WALLONNE POUR L'ÉNERGIE, *Transposition en droit wallon du troisième paquet énergie en ce qui concerne les règles relatives aux réseaux fermés de distribution et aux lignes et conduites directes*, proposition 9 febbraio 2011.

³ V. INTER-REGIES, *Rapport Annuel 2011*, p. 24 (www.inter-regies.be, visitato il 21 gennaio 2013).

Nelle Fiandre il decreto energia dell'8 maggio 2009, modificato nel 2011, ha introdotto una distinzione fra *réseau de distribution fermé* (art. 1.1.3, n. 56°/2), che coincide con la definizione europea di SDC, e *réseau de distribution privé* (art. 1.1.3, n. 101°/1), e cioè una rete privata che non presenta i requisiti della prima categoria. Il gestore del *réseau de distribution fermé* assume tutti gli obblighi relativi all'infrastruttura e ai rapporti con i gestori delle reti pubbliche. È garantito il diritto di accesso di terzi, che può essere escluso o sospeso solo in casi eccezionali, relativi alla mancanza di capacità o rischi per la sicurezza (art. 4.6.1-4.6.9 decreto 8 maggio 2009). Viceversa, un *réseau de distribution privé* è ammesso esclusivamente qualora la fornitura di elettricità sia inclusa nella prestazione di altri servizi, ad esempio per la disponibilità di spazi commerciali. In questo caso gli utenti non hanno alcun diritto di accesso al mercato elettrico, né alcun obbligo di servizio pubblico può essere posto a carico del gestore (art. 4.7.1-4.7.4 decreto 8 maggio 2009).

Infine, nella regione di Bruxelles una definizione di rete privata è stata introdotta nel 2008. Le uniche previsioni riguardano il diritto di accesso e l'obbligo di licenza per somministrare elettricità agli utenti della rete privata (art. 2, n. 36° e art. 21 ordinanza 19 luglio 2001). Nonostante siano state individuate circa 162 reti private nella regione, non si ritengono necessari ulteriori interventi⁴.

Benché il quadro legislativo e regolatorio sia ancora in fase di completamento, sia gli interventi al livello federale che regionale mostrano chiaramente la volontà di distinguere diverse categorie di reti private. Nello stesso tempo, solo il legislatore federale ha operato una scelta esplicita in favore di una disciplina derogatoria. I legislatori regionali sembrano invece orientati ad applicare le medesime regole alle reti pubbliche e private. Questo approccio è probabilmente influenzato

⁴ BRUGEL, *Rapport pour l'année 2011*, 7 settembre 2012, p. 16s. (www.brugel.be, visitato il 21 gennaio 2013).

dalla posizione espressa dai gestori di reti pubbliche, che ritengono necessario evitare comportamenti opportunistici delle reti private, diretti ad evitare il pagamento delle tariffe di rete e gli oneri collegati alle obbligazioni di servizio pubblico (SYNERGRID 2010).

5.2 Francia

L'attuazione francese del Terzo Pacchetto Energia (decreto 2011-504 del 9 maggio 2011) non ha previsto alcun riferimento alle reti private o ai SDC. Tuttavia, il diritto francese dell'energia ha dovuto confrontarsi comunque con il problema del regime giuridico delle reti private. Si tratta di una conferma significativa dell'evoluzione in corso. L'incremento della generazione distribuita da un lato e le innovazioni tecnologiche legate alle reti intelligenti dall'altro non consentono ai legislatori di ignorare le reti private.

I punti di emersione di una prima regolazione delle reti private in Francia sono due⁵. Il decreto 2011-1697 del 1° dicembre 2011 prende in considerazione i requisiti per l'autorizzazione di “opere assimilabili alle reti pubbliche”. In termini ancor più significativi, l'organo di risoluzione delle controversie sull'accesso alle reti e la giurisprudenza francese hanno riconosciuto l'applicazione alle reti private delle regole generali sulla connessione.

Consideriamo innanzitutto il decreto del 2011. La sua finalità principale è di prescrivere le procedure di autorizzazione per la realizzazione delle reti pubbliche e delle linee dirette, nonché i requisiti tec-

⁵ In realtà si dovrebbe considerare anche il decreto 2008-865 del 28 agosto 2008, che consente la fornitura diretta di elettricità prodotta da impianti di cogenerazione ad un consumatore industriale. La fornitura avviene attraverso la stipulazione di un “contratto di isolamento” (*contrat d'ilotage*), ammesso a condizione che la fornitura diretta non provochi alcun transito di energia sulle reti pubbliche. Di fatto, è un riconoscimento implicito dell'esistenza di reti private.

nici necessari per garantirne la sicurezza e per controllare l'esposizione a campi elettromagnetici. L'art. 24 del decreto estende una parte di queste disposizioni alle opere assimilabili alle reti pubbliche. Tali opere includono gli impianti a monte di un punto di immissione o a valle di un punto di prelievo dalla rete pubblica, collocati sia su proprietà pubbliche che private. Questa definizione dovrebbe includere le reti private. L'estensione delle procedure di autorizzazione e dei requisiti tecnici è parziale. Le opere assimilabili dispongono quindi di un regime semplificato. Nello stesso tempo, l'art. 24 attribuisce all'autorità amministrativa il potere di rifiutare l'autorizzazione delle opere qualora le giudichi incompatibili o superflue rispetto agli obblighi dei gestori di reti pubbliche. Inoltre, è prevista la consultazione dei gestori di reti pubbliche. Secondo il parere sul progetto di decreto espresso il 17 marzo 2011 dalla *Commission de régulation de l'énergie* (CRE), l'autorità amministrativa potrebbe rifiutare l'autorizzazione solo per motivi di sicurezza e di corretto funzionamento delle reti pubbliche. Questa indicazione non è stata però recepita dal decreto.

I requisiti per la connessione alle reti pubbliche sono anche il secondo punto di emersione di una disciplina francese delle reti private. In tre occasioni il *comité de règlement des différends et de sanctions* (CoRDs), costituito presso la CRE, ha ritenuto ammissibile la connessione di impianti di produzione da fonti rinnovabili in forma indiretta, e cioè attraverso reti private. Due decisioni sono state confermate dalla Corte d'appello di Parigi. La prima decisione è stata anche parzialmente confermata dalla Corte di cassazione⁶. Nel primo caso il distributore ERDF rifiutava di concedere la connessione ad un impianto a biomasse collocato che utilizzava la rete privata di un'altra società collocata nello

⁶ Decisione del CoRDs 2 ottobre 2009 (Tembec Tarascon e Bioenerg), confermata da App. Paris 7 aprile 2011, a sua volta confermata da Cass., ch. com., 12 giugno 2012; decisione del CoRDs 12 luglio 2010 (Le Nouvion), confermata da App. Paris 30 giugno 2011; decisione del CoRDs 12 dicembre 2011 (Cogestar). Tutte le decisioni sono disponibili sul sito www.cre.fr, visitato il 21 gennaio 2013.

stesso sito industriale. Nel secondo caso il gestore della rete di trasmissione RTE rifiutava la connessione di un parco eolico attraverso la rete privata di una terza società. Nel terzo caso il distributore rifiutava la connessione di un impianto di cogenerazione attraverso la rete di un sito industriale.

Gli argomenti utilizzati dai gestori di reti pubbliche per rifiutare la connessione facevano leva sulla riserva di attività derivante dalle rispettive concessioni. Inoltre, i gestori affermavano la mancanza di norme che autorizzino esplicitamente connessioni indirette. A questo proposito, si rilevava l'assenza nella legislazione francese di norme di attuazione dell'art. 28 dir. 72/09. Altri argomenti riguardavano i pericoli per la sicurezza del sistema, che avrebbe potuto essere compromessa dalla diffusione delle connessioni indirette, e lo squilibrio economico derivante dalla mancata applicazione delle tariffe di rete ai produttori non connessi direttamente alla rete pubblica.

Sia il CoRDIs che la Corte d'appello hanno respinto tali argomenti. La concessione che riserva le attività di trasporto e distribuzione ai gestori di reti pubbliche non sarebbe rilevante allorché un produttore decide di organizzare una rete privata. Inoltre, nessuna disposizione della legislazione francese in materia di connessione vieta espressamente il ricorso a reti private. Al contrario, si osserva che gli obblighi di servizio pubblico dei gestori includono l'offerta della modalità di connessione economicamente più conveniente per gli utenti. Quanto alla mancata attuazione dell'art. 28 dir. 72/09, la Cassazione si limita ad affermare che connettere un impianto di produzione alla rete pubblica senza fornire elettricità a clienti finali non è considerato distribuzione secondo la definizione data dalla stessa direttiva.

Occorre, peraltro, rilevare che la Cassazione, pur ammettendo la liceità della connessione indiretta tramite rete privata, ha considerato illecita l'attribuzione degli obblighi relativi alla sicurezza esclusivamente al gestore della rete privata. In particolare, si afferma che tale

figura sarebbe in contrasto con quanto previsto dalle direttive europee in materia di designazione del soggetto che svolge l'attività di distribuzione. La Cassazione ritiene anche illegittimo l'argomento che giustifica la connessione indiretta esclusivamente sulla base del vantaggio economico del produttore, senza tener conto della sua compatibilità con gli obblighi di servizio pubblico.

È evidente che questi orientamenti aprono la strada ad un'ampia revisione delle modalità di connessione alle reti pubbliche. Le affermazioni della Cassazione sulla ripartizione di responsabilità fra tutti i produttori e sul ruolo del gestore rendono incerto il regime giuridico delle reti private. Ma appare ormai chiaro che tali infrastrutture possono contribuire allo sviluppo delle fonti rinnovabili. In questa direzione si è mossa la CRE, che nel documento di consultazione del 12 dicembre 2012 (p. 26s.) ha proposto nuove regole sulle connessioni indirette. Il regolatore francese menziona espressamente la figura del gestore della rete privata. Questi deve essere coinvolto nella richiesta di connessione. Tale richiesta può essere rifiutata solo per motivi legati all'adempimento degli obblighi di servizio pubblico o alla sicurezza della rete.

Le prime indicazioni sulla regolazione delle reti private vanno considerate nel quadro del più ampio dibattito francese sul futuro del sistema elettrico. Alcuni degli elementi più significativi di tale dibattito sono l'insoddisfazione verso il distributore storico ERDF, che non offrirebbe adeguati livelli di qualità del servizio, nonché l'esplosione delle richieste di connessione negli ultimi anni, da cui è derivato l'allungamento dei tempi di entrata in esercizio degli impianti. I ritardi sulle connessioni sono stati anche accompagnati da un incremento significativo delle tariffe di rete⁷. Le reti private stanno emergendo come solu-

⁷ Sulle critiche a ERDF v. FEDERATION NATIONALE DES COLLECTIVITES CONCEDEANTES ET REGIES, *Quel mode de gestion pour les services publics locaux de l'électricité?*, novembre 2011 (<http://www.fnccr.asso.fr/>, visitato il 23 gennaio 2013). Per un dibattito a più voci sul decentramento territoriale del sistema energetico v. gli atti del colloquio organizzato dalla CRE nell'ottobre 2012 su *Énergies et territoires: une régulation, des*

zione che gli operatori utilizzano per fronteggiare tali problemi, pur in assenza di uno specifico quadro regolatorio. Ma è evidente che la sola via giurisprudenziale non può offrire risposte adeguate. È plausibile aspettarsi un intervento del legislatore francese nel prossimo futuro.

5.3 Germania

Nel dare attuazione al Terzo Pacchetto Energia, il legislatore tedesco ha sostituito nel 2011 il precedente testo del par. 110 EnWG, da cui aveva avuto origine il caso Citiworks (par. 1.2). Il nuovo testo introduce una definizione di “rete di distribuzione chiusa” (*geschlossenes Verteilernetz*) che coincide con la definizione europea di SDC. A questa categoria di reti si applica parzialmente la disciplina delle reti di distribuzione pubbliche. Nello stesso tempo, il legislatore tedesco ha anche introdotto due categorie di “sistemi di utenza” (*Kundenanlagen*) che non sono considerate reti di distribuzione e sarebbero sostanzialmente sottratte alla regolazione (par. 3, n. 24 a) e b) EnWG).

Le modalità di applicazione dell’art. 110, nonché la distinzione rispetto ai sistemi di utenza, sono state chiarite nelle linee guida congiunte della *Bundesnetzagentur* (BNA) e dei regolatori regionali⁸. I gestori di reti private che intendono ottenere il riconoscimento della qualifica di reti di distribuzione chiuse devono richiederlo al regolatore (fe-

régulations? (www.cre.fr, visitato il 23 gennaio 2013). Sui problemi relativi alle procedure e ai costi di connessione v. PV LEGAL, *Overcoming the Administrative Obstacles Related to Photovoltaic Installations in Mainland France – Analysis and Proposals*, 15 giugno 2011 (www.pvlegal.eu, visitato il 23 gennaio 2013); RES-INTEGRATION, *Country Report France*, 20 dicembre 2011 (www.eclareon.eu, visitato il 23 gennaio 2013).

⁸ *Gemeinsames Positionspapier der Regulierungsbehörden der Länder und der Bundesnetzagentur zu geschlossenen Verteilernetzen gem. § 110 EnWG*, 23 febbraio 2012 (www.bna.de, visitato il 24 gennaio 2013). V., per un primo commento, B. ORTLIEB, *Der Leitfaden zu den geschlossenen Verteilernetzen*, EWeRK 3/2012, 88 (<http://www.ewerk.nomos.de/>, visitato il 24 gennaio 2013).

derale o regionale in base alla distribuzione di competenze sulle reti di distribuzione). I requisiti che devono essere documentati riguardano la collocazione geografica, le finalità della rete o il tipo di processo produttivo o la destinazione prevalente all'autoconsumo. Gli utenti domestici non sono ammessi se non in numero limitato e quando abbiano uno specifico rapporto con il titolare dell'infrastruttura.

La qualifica di rete di distribuzione chiusa consente di evitare l'applicazione di una parte delle regole riguardanti le reti pubbliche. In particolare, le esenzioni riguardano:

- 1) l'obbligo di redigere i rapporti relativi alla situazione della rete e i piani di sviluppo della rete;
- 2) la riduzione delle tariffe di rete per clienti interrompibili in bassa tensione;
- 3) le regole speciali per alcuni tipi di connessione (ma non le regole generali sulla connessione);
- 4) gli obblighi di pubblicità per le condizioni tecniche di connessione;
- 5) il sistema di incentivi per le tariffe di rete;
- 6) i requisiti per la copertura delle perdite di rete;
- 7) l'approvazione delle tariffe di rete;
- 8) la possibilità di azioni di classe;
- 9) la restituzione dei profitti in caso di infrazioni regolatorie;
- 10) i poteri generali di controllo dei regolatori;
- 11) la registrazione obbligatoria delle interruzioni.

A fronte di un regime di esenzioni piuttosto favorevole, le linee guida del 2012 ribadiscono che le reti di distribuzione chiuse rimangono soggette alla disciplina delle reti di distribuzione pubbliche sotto ogni altro profilo. In particolare, è previsto un controllo delle tariffe di rete su richiesta di un utente. In tal caso, il livello massimo è rappresentato dalle tariffe applicate sulla rete di distribuzione connessa o, in caso di connessioni multiple, dalla tariffa più bassa. Inoltre, si applicano gli

obblighi di separazione (salvo deroghe per le piccole dimensioni), le regole sull'accesso e sulla pubblicazione delle tariffe. Nel caso il gestore della rete di distribuzione chiusa svolga anche attività di produzione e di fornitura, oppure altri operatori esterni utilizzino la rete per rifornire gli utenti, si applicano in ogni caso le regole generali previste per tali attività⁹.

La categoria dei sistemi di utenza è stata introdotta dal legislatore tedesco con l'obiettivo di sottrarre alla regolazione tutte le situazioni in cui la produzione e somministrazione di energia sono collegate in via residuale ad altre attività principali¹⁰. Una prima categoria di sistemi di utenza è individuata con riferimento ad impianti collocati su un'area nella titolarità di un unico soggetto, connessi ad un impianto di produzione o ad una rete di distribuzione, che siano privi di impatto sulla sicurezza e la concorrenza nell'attività di distribuzione, e che consentano la somministrazione al cliente finale senza discriminazioni e senza costi [par. 3 n. 24 lett. a)]. La seconda categoria di sistemi di utenza, definiti "di autoconsumo aziendale" (*Kundenanlagen zur betrieblichen Eigenversorgung*), richiede i medesimi requisiti previsti per la prima categoria. A questi si aggiunge il requisito della destinazione quasi esclusiva degli impianti alla distribuzione dell'energia elettrica al titolare o alle imprese affiliate o del trasporto al servizio di una rete di distribuzione. Secondo le linee guida del 2012, il requisito della distribuzione quasi esclusiva è soddisfatto quando l'autoconsumo raggiunge il 90-95%.

⁹ La BNA ha anche chiarito che l'esenzione o la riduzione delle tariffe di rete per i clienti energivori non si applica al gestore di rete per il volume complessivo di energia elettrica consumata all'interno dell'infrastruttura, bensì a ciascun utente della stessa: v. *Leitfaden zur Genehmigung von Befreiungen von den Netzentgelten nach § 19 Abs. 2 S. 2 StromNEV*, dicembre 2012 (www.bna.de, visitato il 25 gennaio 2013); BNA, *Annual Report 2011*, 178s.

¹⁰ V. H.-P. SCHWINTOWSKI, *Kundenanlagen – das unbekannte Wesen*, EWeRK 2/2012, p. 7 (<http://www.ewerk.nomos.de/>, visitato il 24 gennaio 2013).

La demarcazione tra reti esenti e reti sottoposte ad una parziale regolazione non sarà un compito facile nei prossimi anni. Occorre, però, tener presenti le peculiarità della situazione tedesca. Circa il 95% delle reti pubbliche esistenti sono reti di distribuzione. Inoltre, la gestione di tali reti è frammentata tra circa 900 operatori. A questi dati vanno aggiunti il ruolo crescente che le cooperative e gli enti locali cercano di conquistare nel segmento della distribuzione, nonché la difficoltà di realizzare in tempi rapidi gli investimenti necessari per adeguare le reti di trasmissione e di distribuzione all'incremento dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili¹¹. Le notevoli incertezze generate da una transizione energetica tuttora in fase di definizione spiegano perché il legislatore e i regolatori tedeschi abbiano optato per una disciplina delle reti private che non costringe le infrastrutture esistenti a costosi cambiamenti e, nello stesso tempo, crea le condizioni per il loro ulteriore sviluppo.

5.4 Regno Unito

La legislazione britannica prevede da tempo esenzioni per piccoli produttori e piccoli fornitori. In base all'*Electricity Act 1989*, con il quale è iniziato il processo di liberalizzazione del mercato elettrico, l'attività di produzione, distribuzione e fornitura di energia elettrica è consentita solo a coloro che ottengono una licenza da Ofgem, il regolatore di settore. Le esenzioni per piccoli produttori e fornitori sono state

¹¹ Sulla situazione delle reti tedesche v. RES-Integration, *Country Report Germany*, 20 dicembre 2011 (www.eclareon.eu, visitato il 23 gennaio 2013); PV Legal, *Reduction of Administrative Barriers for Photovoltaic Systems in Germany*, German Solar Industry Association, aprile 2011 (www.pvlegal.eu, visitato il 23 gennaio 2013). Sul ruolo delle cooperative v. i riferimenti nel par. 5.3. Sull'attività degli enti locali v. German Association of Local Utilities (VKU), *The Local Public Utility Sector: Infrastructure Partner for a Capable Europe*, 2011 (www.vku.de, visitato il 23 gennaio 2013).

introdotte a partire dal 1990. Nel 2001 è stata introdotta l'esenzione per i piccoli distributori (*The Electricity (Class Exemptions from the Requirement for a Licence) Order 2001*). Grazie a tale esenzione, la regolazione prevista per le reti pubbliche di distribuzione non era applicabile ai piccoli distributori. Gli unici obblighi previsti erano la comunicazione di informazioni al regolatore e la separazione contabile nel caso di distribuzione superiore a 500 kw a clienti domestici e di integrazione verticale. È interessante osservare che questa esenzione riguarda un ambito tutt'altro che marginale. La stima contenuta nell'analisi di impatto pubblicata dal governo britannico nella consultazione sull'attuazione del Terzo Pacchetto Energia è di circa 47 TWh, e cioè la metà dell'energia elettrica fornita al settore non domestico e non industriale.

La sentenza Citiworks e l'attuazione del Terzo Pacchetto Energia hanno costretto il governo britannico a rivedere in modo significativo questa parte della regolazione. È stato confermato l'approccio di fondo, e cioè la riduzione degli oneri della regolazione per i piccoli operatori, con l'obiettivo di favorire gli investimenti. Tuttavia, l'esenzione per i piccoli distributori non comporta più la disapplicazione totale della regolazione.

Vediamo innanzitutto le categorie di distributori esenti secondo l'*Order 2001 (schedule 3)*:

- a) soggetti che distribuiscono non più di 2,5 MW a utenti domestici;
- b) soggetti che producono da un impianto all'interno del sistema di distribuzione non più di 1 MW e distribuiscono tale energia elettrica a utenti domestici;
- c) soggetti che distribuiscono energia elettrica esclusivamente a utenti non domestici, in questo caso senza alcun limite quantitativo;
- d) soggetti che distribuiscono esclusivamente energia elettrica prodotta da impianti offshore a utenti non domestici. Per questi ultimi non è richiesta la separazione contabile.

A queste categorie di distributori si applicano ora le *Electricity and Gas (Internal Markets) Regulations 2011*, che descriveremo fra un momento. Ma il legislatore britannico prevede una specifica modalità di raccordo con la nozione europea di SDC. I soggetti esenti di cui alle lettere a)-d) possono chiedere ad Ofgem il riconoscimento come SDC. La definizione di SDC adottata nelle *Regulations 2011* (par. 12(2) *schedule 2ZA*) è sostanzialmente identifica all'art. 28 dir. 72/09, tranne due dettagli: il numero di utenti domestici dev'essere inferiore a 50 (la direttiva parla di "numero limitato"); il sistema di distribuzione non dev'essere integrato con alcuna rete pubblica di distribuzione o trasmissione. Non è chiaro se quest'ultimo requisito indichi l'assenza di qualsiasi punto di connessione. In ogni caso, solo i soggetti esenti di cui alle lettere c) e d) saranno in grado di ottenere la qualifica di SDC. Peraltro, nella legislazione britannica l'unica differenza fra un distributore esente e un SDC consiste nell'esonero del secondo dall'approvazione preventiva dei criteri di calcolo delle tariffe per l'uso della rete. Tutto il resto della regolazione è applicabile sia ai distributori esenti che ai SDC¹².

Passiamo ora alla regolazione dei distributori esenti¹³. Gli aspetti presi in considerazione riguardano:

¹² Il governo britannico menziona anche la possibilità che forniture transitorie o accidentali di energia elettrica siano completamente escluse dal campo di applicazione dell'*Electricity Act 1989*. Gli esempi riguardano campeggi, caravan, soggiorni di breve periodo, energia elettrica fornita insieme ad altri servizi: v. DEPARTMENT OF ENERGY AND CLIMATE CHANGE, *Guidance: Provision of Third Party Access to Licence Exempt Electricity and Gas Networks*, febbraio 2012 (www.decc.gov.uk, visitato il 21 febbraio 2013). L'esclusione dal campo di applicazione delle *Regulations 2011* potrebbe riguardare gli edifici adibiti ad uso commerciale, dove l'elettricità è fornita insieme ad altri servizi. Questa interpretazione è stata sostenuta durante la consultazione dalla British Property Federation.

¹³ Le *Regulations 2011 (Schedule 2ZB)* hanno anche previsto l'estensione ai fornitori esenti delle regole sulla protezione degli utenti. Si tratta, in particolare, del diritto ad ottenere la fornitura entro da un nuovo operatore entro tre settimane, della comunicazione dei dati di consumo, della trasparenza delle condizioni contrattuali e della risoluzione delle controversie tramite Ofgem.

- 1) le modalità per l'accesso di terzi;
- 2) le modalità per la connessione;
- 3) i servizi di misura;
- 4) le tariffe di rete;
- 5) i poteri di intervento di Ofgem.

Il diritto di accesso di terzi fornitori per somministrare elettricità a clienti collegati al sistema di distribuzione esente dev'essere sempre riconosciuto, con una sola eccezione. Il distributore esente può rifiutare l'accesso se ritiene che la rete abbia capacità insufficiente e/o il suo incremento sia tecnicamente impossibile oppure produrrebbe effetti economici negativi per il sistema o qualsiasi altra persona. Il cliente può contestare tale decisione e richiedere una valutazione da parte di Ofgem (DECC *guidance*, p. 13-17).

Una volta stabilito che il diritto di accesso dev'essere riconosciuto, tutti gli eventuali costi di connessione sono a carico del cliente (ma il fornitore potrebbe decidere di farsene carico sulla base di un accordo con il cliente)¹⁴. Anche il costo dei servizi di misura è a carico del cliente, ma le modalità per fornire tali servizi e misurare i consumi interni al sistema possono essere concordate fra il fornitore e il distributore esente (DECC *guidance*, p. 26-29). Il codice di settore (*Balancing and Settlement Code*) richiede comunque di nominare un unico agente per fornire i servizi di misura all'intero sistema di distribuzione.

L'approvazione delle tariffe di rete è necessaria solo in caso un utente richieda l'accesso di terzi. I criteri di calcolo delle tariffe devono essere sottoposti ad Ofgem e rispettare i principi fissati dallo stesso regolatore, e cioè collegamento con i costi di distribuzione, obiettività e

¹⁴ Una lista illustrativa dei possibili costi è fornita da Ofgem, *Guidance on Third Party Access Charges for Licence Exempt Gas and Electricity Distribution Networks*, 10 novembre 2011 (www.ofgem.gov.uk, visitato il 21 gennaio 2013).

non discriminazione. Ofgem può richiedere modifiche alle tariffe proposte dal distributore (Ofgem *guidance*, p. 12s., 25s.).

Un problema sollevato a più riprese durante la consultazione è la possibilità per il distributore esente di ottenere compensazioni per le perdite subite in contratti di lungo termine qualora il volume acquistato sia eccessivo rispetto al numero di utenti che scelgono di passare ad un fornitore alternativo. Il medesimo problema si pone nel caso di investimenti per la produzione da fonti rinnovabili tramite ESCo. Ofgem ha escluso che tali perdite possano essere recuperate attraverso le tariffe di rete (*guidance*, p. 15). Il governo britannico ha rinviato ad accordi commerciali tra le parti la soluzione del problema. In pratica, i distributori esenti dovranno stipulare contratti che escludano il recesso per un certo numero di anni o prevedano penali in caso di passaggio ad un altro fornitore.

Infine, i poteri di intervento e sanzionatori di Ofgem sono stati estesi ai distributori esenti, in particolare per quanto riguarda la risoluzione delle controversie relative all'accesso di terzi¹⁵.

La regolazione britannica delle reti private poggia su due criteri. In primo luogo, sono state indicate in modo selettivo le parti del sistema di regolazione rilevanti per le reti private. Tutte le disposizioni non espressamente richiamate si devono considerare non applicabili. In secondo luogo, le disposizioni considerate rilevanti sono adattate alle caratteristiche delle reti private in modo da garantire una riduzione degli oneri. Entrambi i criteri riflettono la necessità di adeguarsi alla normativa europea senza alterare in modo significativo le modalità di funzionamento delle reti private esistenti.

Un aspetto criticabile dell'approccio britannico è la mancanza di qualsiasi riferimento alla possibilità di utilizzare la regolazione delle reti private per stimolare l'innovazione tecnologica e indirizzare l'evo-

¹⁵ V. OFGEM, *Enforcement Guidelines on Complaints and Investigations*, 28 giugno 2012 (www.ofgem.gov.uk, visitato il 21 gennaio 2013).

luzione dei sistemi di trasmissione e distribuzione. Si tratta di un'omissione sorprendente se si considera che già il progetto LENS discuteva uno scenario di evoluzione del sistema elettrico britannico nel quale le *microgrids* avrebbero avuto un ruolo centrale¹⁶.

Si noti, peraltro, che il regolatore britannico ha introdotto nel 2010 un nuovo sistema di incentivi per le reti pubbliche, diretto a favorire la transizione verso un'economia sostenibile. Tale sistema prevede anche un ruolo per soggetti diversi dai gestori di reti pubbliche nella realizzazione di progetti innovativi¹⁷. In quest'ambito potrebbero trovare spazio i progetti relativi all'innovazione tecnologica per le reti private. Ulteriori sviluppi sono attesi dal coinvolgimento diretto degli enti locali nella realizzazione di infrastrutture che utilizzano fonti rinnovabili, cogenerazione e teleriscaldamento. A sostegno di tali iniziative, nel 2010 il governo britannico ha autorizzato gli enti locali a vendere elettricità prodotta da fonti rinnovabili (*Regulations* 2010 n. 1910). Inoltre, gli enti locali possono avvalersi del regime differenziato (*Licence Lite*) che Ofgem ha introdotto a partire dal 2009. Grazie a tale regime, i piccoli produttori possono stipulare un accordo con il titolare di una licenza ed evitare gli oneri previsti dai codici di settore.

5.5 Spagna

La Spagna non ha dato attuazione all'art. 28 dir. 72/09¹⁸. Tuttavia, nell'ambito delle politiche di promozione della generazione distri-

¹⁶ V. G. AULT E AL., *Electricity Networks Scenarios for Great Britain in 2050*, Final Report for Ofgem's LENS Project, novembre 2008, p. 58ss.

¹⁷ Informazioni sul nuovo sistema di incentivi, denominato RIIO (Revenue Incentives Innovations Outputs) sono disponibili all'indirizzo <http://www.ofgem.gov.uk/Networks/rpix20/Pages/RPIX20.aspx>, visitato il 21 gennaio 2013.

¹⁸ I provvedimenti di attuazione sono la legge 2/2011 e il *real decreto* 13/2012. V., in proposito, COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA, *Spanish Energy Regulator's National*

buita sono state previste regole specificamente rivolte alla connessione di impianti alimentati da fonti rinnovabili attraverso reti interne di un consumatore (*red interior de un consumidor*). In particolare, il *real decreto* 1699/2011 del 18 novembre 2011 prevede:

- 1) una definizione di rete interna (art. 3, lett. c);
- 2) campo di applicazione circoscritto agli impianti di piccole dimensioni che si connettono attraverso una rete interna alla rete di distribuzione (art. 2);
- 3) possibilità di un procedimento di connessione abbreviato nel caso di potenza non superiore a 10 kW (art. 9);
- 4) previsione di un unico titolare di tutti gli impianti di consumo e produzione allacciati alla rete privata (art. 13.2) e il limite di potenza di 100 kW per gli impianti di produzione (art. 13.3);
- 5) possibilità di installare contatori differenti per ciascun impianto di produzione e consumo o un unico contatore (art. 18.3)
- 6) previsione di un *real decreto* (non ancora emanato) che regolamenti il caso di energia elettrica prodotta in una rete interna per autoconsumo (*disposición adicional segunda*).

La mancanza di una specifica normativa sulle reti private è probabilmente all'origine dell'interpretazione restrittiva data dallo stesso regolatore dell'energia (CNE) alle norme sull'attività di distribuzione. Ad esempio, nel caso della fornitura di energia elettrica da parte di enti pubblici portuali, la CNE ha ritenuto (provvedimento n. 62 del 15 aprile 2010) che l'ente sia un unico cliente, anche se somministra energia elettrica ai consumatori che operano nelle aree portuali. Pertanto, all'ente portuale non si applicherebbe la disciplina prevista per l'attività di distribuzione. Si tratta, però, di un'interpretazione discutibile e probabilmente in contrasto con l'orientamento espresso dalla giurisprudenza.

za comunitaria, con le previsioni della dir. 72/09 e con la relativa nota interpretativa della Commissione (v. primo capitolo).

5.6 Stati Uniti

Confrontare le esperienze europea e statunitense in materia di reti private può risultare utile sotto tre punti di vista. In primo luogo, negli Stati Uniti le proposte in materia di *microgrids* sono trainate da una molteplicità di obiettivi. Il dibattito italiano ed europeo può trarre indicazioni dagli esperimenti condotti in settori e aree geografiche diverse. In secondo luogo, nel sistema multilivello del federalismo statunitense non è riconoscibile una chiara indicazione sulla regolazione delle reti private. Il livello federale può intervenire tramite i finanziamenti alla ricerca, ma in questo settore il potere di iniziativa è in mano agli Stati e spesso agli enti locali. È possibile, quindi, osservare dinamiche che sono allo stesso tempo di concorrenza e di collaborazione fra Stati e fra enti locali. Il risultato è una vasta gamma di soluzioni regolatorie. Terzo, è possibile identificare nell'esperienza statunitense un accentuato interesse per gli aspetti della governance. Benché le forme organizzative e contrattuali di cui si discute siano strettamente legate al contesto istituzionale di provenienza, la loro analisi mostra con chiarezza i problemi che devono essere affrontati per la gestione di qualunque rete privata.

Consideriamo innanzitutto gli obiettivi associati alla realizzazione di reti private. Com'è noto, i tentativi di adottare una legislazione federale sul cambiamento climatico non hanno avuto successo. Tuttavia, la maggior parte degli Stati ha adottato politiche dirette a favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili. Inoltre, i regolatori federali hanno supplito con i loro poteri alla mancanza di un quadro legislativo. Il sistema elettrico statunitense si può senz'altro considerare in una fase di

trasformazione, ma l'esito finale di tale processo è ancora incerto. Uno dei temi centrali del dibattito, sul quale si concentrano le maggiori incertezze, è lo sviluppo delle reti. L'opinione ampiamente condivisa è che le reti di trasmissione siano inadeguate dal punto di vista della sicurezza, della capacità di favorire lo sviluppo delle fonti rinnovabili e della possibilità di garantire un adeguato livello di concorrenza nei mercati all'ingrosso e al dettaglio (NSTC 2011; MIT 2011). Se la diagnosi dei problemi può considerarsi largamente condivisa, ampie divergenze si registrano sulle soluzioni da adottare. Le innovazioni tecnologiche legate alle reti intelligenti sono considerate una prima risposta all'inadeguatezza delle reti pubbliche, anche se nel dibattito statunitense trova largo credito l'opinione secondo cui la loro adozione su larga scala aumenta i rischi legati alla sicurezza informatica (BOSELMAN 2010). La costruzione di nuove reti di trasmissione interstatali, proposta da alcuni come soluzione principale per l'integrazione delle fonti rinnovabili, incontra notevoli difficoltà sia sul versante della pianificazione che della distribuzione dei costi.

Nell'ambito di questo dibattito, le reti private sono spesso presentate come la risposta a tutti i problemi che le grandi reti pubbliche non riescono a risolvere. La riduzione delle perdite di rete per il trasporto di energia elettrica su lunghe distanze, la possibilità di realizzare impianti alimentati da fonti rinnovabili su una scala limitata, il maggior controllo sulla qualità del servizio, la riduzione dei costi di fornitura per gli utenti, sono fra i principali fattori che favorirebbero l'investimento in sistemi decentralizzati di produzione e distribuzione (ad esempio, MARNAY E AL. 2012; ASMUS 2010). Altri due fattori non trascurabili sono l'investimento nelle reti private effettuato dal settore militare (VAN BROEKHOVEN E AL. 2012; HALLETT 2012) e la loro inclusione fra le misure di adattamento richieste dal cambiamento climatico (MCALLISTER 2011). In entrambi i casi, il principale vantaggio delle reti private è individuato nella resistenza in situazioni estreme.

I settori in cui sono già in corso esperimenti pilota sono molteplici e includono i campus universitari sulle coste orientale e occidentale, i centri di gestione dati, gli istituti penitenziari e le aree non raggiunte dalle reti di trasmissione e distribuzione (ad esempio in Alaska). Molto attivi sono anche gli enti locali¹⁹. Ma a fronte di una notevole vivacità sul piano delle soluzioni tecnologiche e di valutazioni positive sul versante economico, le reti private non hanno ancora trovato una stabile collocazione nella regolazione del sistema elettrico.

Il problema principale è la mancanza, nella maggior parte delle legislazioni statali, di una definizione di rete privata alternativa alla *public utility*. Da questa lacuna deriva una notevole incertezza sull'applicazione alle reti private delle medesime regole previste per gli operatori tradizionali. In alcuni Stati, tale incertezza è risolta dal legislatore o dal regolatore esentando le reti private dalla maggior parte delle regole previste per i distributori (NYSERDA 2010, p. 31-67; BRONIN 2010, p. 568-570; Twaite 2010, p. 985-991). Talvolta l'esenzione è circoscritta alle reti private con esclusiva finalità di autoconsumo²⁰. Ma è evidente che le esenzioni risolvono solo una parte del problema. Le reti private hanno la necessità di accedere ai benefici derivanti dall'applicazione delle medesime regole previste per i distributori. Si pensi, in particolare, ai meccanismi di incentivo per le fonti rinnovabili e ai diritti di utilizzazione delle proprietà pubbliche.

I più recenti interventi legislativi in alcuni Stati puntano a superare lo strumento delle esenzioni e introducono definizioni delle reti private. Si tratta del primo passo verso una completa regolazione di

¹⁹ V., ad esempio, INTERNATIONAL DISTRICT ENERGY ASSOCIATION, *Community Energy: Planning, Development and Delivery*, 30 giugno 2012 (<http://www.districtenergy.org/>, visitato il 29 gennaio 2013). Una rassegna dei progetti in corso è proposta da STANTON (2012, p. A-1-27).

²⁰ Ad esempio, in Ohio un *customer-generated energy project* è un'infrastruttura che opera in parallelo con le reti pubbliche, è destinata almeno in parte a soddisfare i consumi del proprietario e non produce energia elettrica per la vendita diretta al pubblico (2009 Ohio SB 232, sec. 1).

questa categoria di infrastrutture. Ad esempio, in Pennsylvania già nel 2007 si faceva riferimento alle reti private che servono infrastrutture critiche per distinguerle da operatori di impianti di produzione²¹. Il Connecticut è finora lo Stato che ha previsto l'intervento più ampio, introducendo un programma di finanziamento per le reti private. La finalità principale del programma è di supportare la realizzazione di reti private per infrastrutture critiche, ad esempio ospedali, stazioni di polizia o dei vigili del fuoco, acquedotti e fognature. Si tratta, quindi, di un intervento nell'ambito delle misure dirette a fronteggiare situazioni di emergenza. La rete privata è definita come "un gruppo interconnesso di utenti e generazione distribuita all'interno di confini elettrici chiaramente definiti che opera come una singola unità controllabile rispetto alla rete e che può connettersi o disconnettersi per operare in entrambe le modalità". Si stabilisce comunque un limite di 65 MW per la potenza nominale degli impianti di produzione, da collocare su aree di proprietà del titolare²². L'aspetto che merita di essere sottolineato è che i progetti pilota permetteranno di identificare i principali ostacoli regolatori. Questa esperienza costituirà la premessa per interventi legislativi e regolamentari diretti a rimuovere tali ostacoli e a definire le condizioni di funzionamento e gestione delle reti private.

Benché nessuno Stato abbia ancora approvato una regolazione esauriente delle reti private, le sue principali componenti sono state già individuate (BRONIN 2010, p. 578; TWAITE 2010, p. 995s.; STANTON 2012, p. 27-33); FINE, FREDRICKSON 2012):

²¹ *Alternative Energy Portfolio Standard Act*, 17 luglio 2007, P.L. 114, No. 35, sec 2 (*customer-generation*). Anche in Michigan le reti private sono state incluse fra i temi su cui è possibile finanziare attività di ricerca nel campo delle tecnologie alternative per il settore dell'energia (*Michigan Next Energy Authority Act*, 17 ottobre 2002, sec. 207.822 *Michigan Compiled Laws*).

²² *An Act Enhancing Emergency Preparedness and Response*, Public Act No 12-148, 15 giugno 2012, sec. 7. I progetti proposti sono disponibili sul sito del Department of Energy and Environmental Protection (<http://www.ct.gov/deep/cwp/view.asp?a=4120&Q=508780>, visitato il 29 gennaio 2013).

- 1) una definizione di rete privata che fissi limiti ragionevoli per quanto riguarda le sue dimensioni e il numero di partecipanti, in modo da garantirne la sostenibilità finanziaria;
- 2) un procedimento di approvazione e di registrazione, amministrato dal regolatore statale;
- 3) una definizione dei diritti e dei doveri dei gestori di reti private;
- 4) una definizione dei diritti degli utenti di reti private, in particolare per quanto riguarda la qualità del servizio e l'alternativa fra opt-in e opt-out in una rete privata;
- 5) criteri per la determinazione delle tariffe che devono essere applicate alla rete privata e dalla rete privata, con particolare attenzione alla distribuzione degli oneri di sistema fra reti private e operatori tradizionali;
- 6) procedure semplificate per l'autorizzazione alla costruzione di reti private, in particolare quando è previsto l'impiego di fonti rinnovabili;
- 7) regole sulla connessione che tengano conto delle caratteristiche tecniche di ciascuna rete privata;
- 8) criteri e misura della partecipazione delle reti private agli incentivi per lo sviluppo delle fonti rinnovabili e la promozione dell'efficienza energetica;

L'ultimo aspetto su cui occorre soffermare l'attenzione sono le proposte sulla governance delle reti private. Coerentemente con la varietà di soluzioni tecnologiche disponibili e con le differenze sul piano della regolazione da uno Stato all'altro, i modelli proposti sono numerosi. Ciascuno presenta elementi di forza e di debolezza. Le differenze più rilevanti riguardano il soggetto che assume il controllo dell'infrastruttura, le modalità di gestione e le modalità di finanziamento. Inoltre, alcuni modelli prevedono un maggior grado di coinvolgimento di enti pubblici. Gli esempi principali possono essere così riassunti:

- a) *Landlord/Campus*: in questo caso è previsto un unico titolare degli impianti. La rete privata può fornire energia elettrica e termica solo a edifici di proprietà del titolare degli impianti oppure ad altri clienti (Nyserda 2010, p. S-8);
- b) *Joint Ownership/Cooperative*: un gruppo di privati è titolare in comune degli impianti di produzione e della rete e ne affida la gestione ad un manager. Altri utenti possono connettersi alla rete (NYSERDA 2010, p. S-8). Il vantaggio principale è la trasparenza della gestione, ma nello stesso tempo si tratta di un modello difficilmente utilizzabile per realizzare una nuova infrastruttura che richiede elevate competenze tecniche;
- c) *Independent Provider*: modello di gestione commerciale, affidata ad un soggetto che realizza le infrastrutture necessarie e rivende l'energia elettrica e termica agli utenti (NYSERDA 2010, p. S-8). Il vantaggio principale è l'assunzione dei rischi finanziari da parte del gestore, ma ci sono anche rischi per gli utenti, che potrebbero non disporre della tutela prevista per gli utenti di reti pubbliche;
- d) *Ecodistrict*: realizzazione di progetti di sostenibilità integrata che coinvolgono interi quartieri o città. Una delle applicazioni di questa idea è un'infrastruttura "di vicinato", e cioè una rete privata che soddisfi il fabbisogno dell'ecodistretto. I modelli di governance proposti sono molteplici: società con o senza scopo di lucro, cooperativa, associazione di proprietari, associazione di costruttori²³;
- e) *Energy Improvement Districts*: introdotti da diversi Stati (Connecticut, Ohio, Colorado), sono costituiti su richiesta di un numero minimo di proprietari per realizzare progetti di generazione distribuita. La loro amministrazione è affidata ad un consiglio nominato dal sindaco. La partecipazione è volontaria. Dispongono di diversi stru-

²³ V. i materiali disponibili sul sito del Portland Sustainability Institute (<http://www.pdxinstitute.org/>, visitato il 29 gennaio 2013). Sul ruolo delle comunità v. anche Behles (2012).

menti di finanziamento, inclusa la possibilità di emettere obbligazioni. Qualora l'infrastruttura sia finanziata da un investitore esterno, al termine del periodo concordato la sua proprietà è trasferita agli utenti. Uno degli inconvenienti di questo modello è la dipendenza dalle autorizzazioni e dal supporto dell'ente locale²⁴.

5.7 Indicazioni per la regolazione italiana

Come ricordato in apertura di questo capitolo, le caratteristiche tecniche, economiche e istituzionali di ciascun sistema elettrico nazionale sconsigliano di trapiantare in Italia soluzioni adottate altrove. Nello stesso tempo, l'evoluzione in corso nella regolazione europea e statunitense delle reti private offre indicazioni che il legislatore e il regolatore italiani non dovrebbero ignorare.

Per cominciare, è evidente che la dir. 72/09 ha avuto in Europa un primo effetto positivo, e cioè avviare un dibattito sulla collocazione delle reti private nelle strategie energetiche nazionali. In misura più o meno ampia, ciascun legislatore o regolatore ha dovuto prendere atto della necessità di occuparsi di questa categoria di infrastrutture. Vista la scarsa disciplina contenuta nell'art. 28 dir. 72/09, non sorprende che le soluzioni adottate in ciascuno degli Stati Membri considerati siano spesso molto distanti fra loro. Emerge, però, un primo dato comune: l'argomento principale utilizzato dai gestori di reti pubbliche per frenare l'espansione delle reti private, e cioè la riserva dell'attività di distribuzione ai titolari di concessioni o licenze, non ha trovato seguito in nessun paese e può considerarsi largamente screditato.

²⁴ V. Sherman (2012). Per una variante di questo modello (*block-level energy districts*) v. Bronin (2010, p. 581-584). Sul modello di finanziamento tramite emissione di obbligazioni, noto come *Property Assessed Clean Energy* (PACE) v. i materiali disponibili su <http://pacenow.org/resources/all-programs/>, visitato il 29 gennaio 2013.

Questa è la prima indicazione per l'Italia: occorre un intervento legislativo che dissolva i dubbi residui sulla piena legittimità delle reti private. Paesi con caratteristiche diverse si stanno muovendo in questa direzione. Non sembrano esserci motivi per ritenere che il sistema elettrico italiano debba rinunciare a sperimentare le innovazioni tecnologiche connesse alle reti private.

La seconda osservazione riguarda la definizione delle reti private. Nella prospettiva del diritto europeo dell'energia, i SDC dovrebbero rappresentare una categoria di reti di distribuzione. Nessun'altra categoria di reti, diverse dalle reti pubbliche, sarebbe ammessa. A livello nazionale, la realtà è molto più complessa. Pressoché tutti i paesi considerati hanno previsto categorie aggiuntive. Ovviamente, questo approccio genera non pochi problemi interpretativi, sia perché occorre delimitare ciascuna categoria di reti e la disciplina applicabile, sia perché occorre valutarne la compatibilità con il diritto europeo.

In termini generali, è possibile rilevare le seguenti distinzioni:

- a) reti private completamente sottratte alla regolazione perché si ritiene non rientrino nella definizione di attività di distribuzione dell'energia elettrica. Le ipotesi più comuni riguardano la somministrazione di energia elettrica collegata alla prestazione di altri servizi (ad esempio, locazione o servizi portuali). In alcuni paesi (ad es. Belgio e Regno Unito, ma non Germania) anche il settore ferroviario è escluso dalla regolazione del settore elettrico, ma sottoposto ad una diversa regolazione di settore. Si può dubitare della legittimità di questa scelta alla luce del diritto europeo. Gli utenti che ottengono l'energia elettrica insieme ad altri servizi sarebbero sostanzialmente esclusi dall'accesso ai mercati. Tale esito appare in contrasto con i principi di fondo del diritto europeo dell'energia. Nello stesso tempo, occorre rilevare che a livello europeo mancano regole adeguate per la varietà di situazioni in cui le reti private sono utilizzate. Nell'immediato futuro è necessario immaginare una nuova disciplina

dei sistemi misti di servizi ed elettricità, in grado di incentivare investimenti che da un lato facilitino l'accesso ai mercati e il conseguimento degli obiettivi di sostenibilità ambientale, dall'altro incrementino il tasso di innovazione tecnologica. Si tratta, cioè, di disegnare un regime derogatorio rispetto alla regolazione delle reti pubbliche, ma che autorizzi solo quei sistemi misti che sono compatibili con gli obiettivi generali del diritto europeo;

- b) reti private che svolgono solo attività di distribuzione, ma le cui caratteristiche non coincidono con la definizione europea di SDC. A quest'area potrebbero appartenere i SEU e alcune RIU italiane, ma anche alcuni *Kundenanlagen* tedeschi, alcuni distributori considerati esenti nella legislazione britannica, alcune *réseaux privés* in Belgio, alcune connessioni indirette in Francia, alcune *redes internas* spagnole. Si è già rilevato che la definizione di SDC fu il frutto di un compromesso fra le posizioni degli organi legislativi europei (par. 3.3). La soluzione di attrarre gli SDC nel regime delle reti pubbliche appare eccessivamente rigida. Tuttavia, a differenza della categoria di reti sub a), in questo caso si tratta di infrastrutture dedicate esplicitamente all'attività di distribuzione di energia. La soluzione preferibile è applicare lo stesso regime derogatorio previsto per i SDC. In questo modo si dovrebbe evitare il rischio di una procedura europea d'infrazione. Nello stesso tempo, si eviterebbe di creare incertezza per una categoria di reti private che sul piano quantitativo appare tutt'altro che secondaria;
- c) reti private che coincidono con la definizione europea di SDC. Per questa terza categoria il diritto europeo offre già indicazioni precise. Ma anche qui le esperienze nazionali sollevano un ulteriore interrogativo, e cioè se le uniche deroghe ammesse siano quelle espressamente previste dall'art. 28 dir. 72/09. Per rispondere, occorre esaminare il tema più generale degli orientamenti di fondo sulla regolazione delle reti private.

Su tali orientamenti si concentra la terza e ultima osservazione. Nella maggior parte degli Stati Membri esaminati, le deroghe non sono circoscritte alle ipotesi previste dall'art. 28 dir. 72/09, ma finiscono per disegnare un regime differenziato per le reti private. Tale scelta è in parte dovuta alla necessità di tener conto di alcuni aspetti nazionali. Nello stesso tempo, segnala la possibilità di impostare la regolazione delle reti private secondo approcci differenti. L'analisi condotta in questo capitolo consente di individuarne almeno due.

Il primo approccio trova la sua espressione più chiara nella legislazione britannica. La regolazione delle reti private è limitata a pochi aspetti, generalmente riconducibili ai rapporti con gli altri operatori del mercato. La gestione interna è invece lasciata alla contrattazione fra le parti. Anche laddove si ritiene di intervenire (ad esempio per il diritto di accesso), si introducono regole e procedure notevolmente semplificate.

Il secondo approccio è riconoscibile nella legislazione tedesca, belga e italiana. Le reti private sono destinatarie di un regime derogatorio, ma la preoccupazione principale non è incoraggiarne lo sviluppo, bensì evitare che mettano in pericolo la sicurezza e la sostenibilità finanziaria del sistema elettrico. La conseguenza principale è che la regolazione delle reti pubbliche è estesa alle reti private con poche eccezioni.

È probabile che entrambi gli approcci continuino a coesistere nel prossimo futuro. Indicazioni in tal senso si ricavano anche dall'esperienza statunitense. Sul versante della regolazione, sembra esserci piena consapevolezza di un regime differenziato per le reti private. Lo strumento delle esenzioni poteva risultare utile in una fase iniziale, ma appare oggi del tutto insufficiente.

Molto interessante è anche il dibattito americano sui modelli di governance delle reti private, aspetto finora trascurato in Europa. Si conferma, peraltro, quanto già suggerito nel terzo capitolo: esiste un'ampia gamma di soluzioni organizzative e contrattuali, ciascuna del-

le quali può risultare più o meno adatta alle caratteristiche dell'infrastruttura, al tipo di soggetti partecipanti, alle condizioni del mercato elettrico, alla distribuzione di rischi desiderata. Selezionare una struttura di governo inadatta comporta un incremento dei costi di gestione e un livello insufficiente di cooperazione fra utenti, gestore della rete privata e soggetti esterni.

CONCLUSIONI

L'analisi condotta in questo rapporto ha consentito di mettere in evidenza i principali problemi che legislatori e regolatori devono affrontare per garantire che le reti private trovino posto in un'equilibrata evoluzione del sistema elettrico italiano. Le indicazioni principali possono essere riassunte come segue:

- 1) legislatore e regolatore devono assumere come punto di partenza il principio di parità tecnologica, e cioè la concreta possibilità che le reti private siano scelte esclusivamente sulla base dei costi e dei benefici individuali e collettivi;
- 2) il legislatore deve predisporre definizioni delle reti private che:
 - a) tengano conto della varietà di soluzioni utilizzabili;
 - b) siano compatibili con il diritto europeo;
 - c) rendano finanziariamente sostenibili gli investimenti;
 - d) consentano di realizzare gli obiettivi di sostenibilità ambientale e di promozione della concorrenza;
- 3) il legislatore deve predisporre un regime fiscale che tenga conto delle modalità di funzionamento delle reti private;
- 4) la regolazione delle reti private dev'essere ispirata ai principi della semplificazione e della riduzione degli oneri amministrativi;
- 5) il regolatore deve garantire che il gestore della rete privata assuma la responsabilità dei rapporti con i soggetti esterni e con gli utenti;
- 6) il regolatore deve salvaguardare i diritti degli utenti, ma nello stesso tempo deve evitare di ridurre eccessivamente l'autonomia del gestore;
- 7) dato che la scelta della struttura di governo è un aspetto cruciale per la gestione della rete privata, in quest'ambito il legislatore e il regolatore dovrebbero lasciare ampio spazio di manovra agli utenti. È

CONCLUSIONI

opportuno un intervento legislativo che confermi la possibilità di ricorrere alle diverse soluzioni esaminate nel quinto capitolo. L'elaborazione di modelli di statuto o di contratti potrebbe contribuire a ridurre i costi organizzativi per le reti private.

BIBLIOGRAFIA

ALDERIGHI M., *The Role of Buying Consortia among SMEs in the Electricity Market in Italy*, in 35 *Energy Policy* 3463 (2007)

ALTIERI A.M., *Servizi pubblici: la specificità dell'erogazione da parte di società cooperative*, Quaderni della Fondazione I. Barberini, aprile 2012

AMOROSINO S., *Profili sistematici del partenariato pubblico-privato per le infrastrutture e le trasformazioni urbanistiche*, in *Riv. trim. appalti*, 2011, 381

ASMUS P., *Microgrids, Virtual Power Plants and Our Distributed Energy Future*, in 23 (10) *Electricity J.* 72 (2010)

AUTORITÀ PER LA VIGILANZA SUI CONTRATTI PUBBLICI, *Linee guida per l'affidamento della realizzazione di impianti fotovoltaici ed eolici*, determinazione n. 6 del 26 ottobre 2011

AUTORITÀ PER LA VIGILANZA SUI CONTRATTI PUBBLICI, *Relazione annuale 2011*, luglio 2012

BASAK P. E AL., *A Literature Review on Integration of Distributed Energy Resources in the Perspective of Control, Protection and Stability of Microgrid*, in 16 *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 5545 (2012)

BASU A.K. E AL., *Microgrids: Energy Management by Strategic Deployment of DERs – A Comprehensive Survey*, in 15 *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 4348 (2011)

BATTAGLIA PARODI A., *Risparmio e servizi chiavi in mano – L'identikit dei consorzi elettrici*, in *Energia24*, dicembre 2008, n. 12, 11 (<http://energia24club.it/>, visitato il 21 gennaio 2013)

BEHLES D., *An Integrated Green Urban Electrical Grid*, in 36 *William & Mary Environmental L. & Pol'y Rev.* 671 (2012)

BELLANTUONO G., *Comparing Regulatory Innovations for Climate Change: Smart Grid Policies in the USA and the EU*, in corso di pubblicazione in *6 Law, Innovation and Technology* (2013a)

BELLANTUONO G., *Le reti di imprese nel settore dell'energia*, in corso di pubblicazione, 2013b

BORZAGA C., E. TORTIA, *Dalla cooperazione mutualistica alla cooperazione per la produzione di beni di interesse collettivo*, in E. MAZZOLI, S. ZAMAGNI (a cura di), *Verso una nuova teoria economica della cooperazione*, Bologna, 2005, 225-267

BOSSELMAN F., *The Future of Electricity Infrastructure*, in *42 Urban Lawyer* 115 (2010)

BOTTEON F., *Il contratto di disponibilità secondo il "decreto Monti" tra innovazioni e ruolo dell'autonomia contrattuale*, in *I Contratti dello Stato e degli enti pubblici*, 2012, 11

BRONIN S.C., *Curbing Energy Sprawl with Microgrids*, in *43 Conn. L. Rev.* 547 (2010)

BROWNSWORD R., M. GOODWIN, *Law and the Technologies of the Twenty-First Century*, Cambridge, 2012

CAFAGGI F., G.D. MOSCO, *Prime evidenze sui contratti di rete (2010-2011)*, in CAFAGGI F. E AL. (a cura di), *Il contratto di rete per la crescita delle imprese*, Milano, 2012, XVII

CAFAGGI F., P. IAMICELI, *Reti di imprese e modelli di governo inter-imprenditoriale: analisi comparativa e prospettive di approfondimento*, in F. CAFAGGI, P. IAMICELI (a cura di), *Reti di imprese tra crescita e innovazione organizzativa*, Bologna, 2007

CAMERA DI COMMERCIO DI ROMA, *Impianti fotovoltaici in partenariato pubblico privato – Manuale operativo*, febbraio 2012 (<http://www.siop-lazio.it/>, visitato il 21 gennaio 2013)

CARLEY S., R.N. ANDREWS, *Creating a Sustainable U.S. Electricity Sector: The Question of Scale*, in *45 Policy Sciences* 97 (2012)

CARNAZZA P., *Imprese cooperative e contratti di rete: i principali risultati di un'indagine qualitativa*, Euricse Working Paper n. 044/12

CARTEI F., M. RICCHI (a cura di), *Finanza di progetto: temi e prospettive*, Napoli, 2010

CENSIS, *Primo rapporto sulla cooperazione in Italia*, ottobre 2012

CERIONI F., *Il d.lgs. 2 febbraio 2007, n. 26: la riforma della tassazione dei prodotti energetici e dell'elettricità*, in *Riv. dir. trib.*, 2008, 49

CONFCOOPERATIVE FEDERCONSUMO E SERVIZI, *Rapporto Energia 2011 – La cooperazione e lo sviluppo delle energie rinnovabili – Stato dell'arte a novembre 2011* (<http://www.firenze-prato.confcooperative.it/Document%20Library/2012/rapporto%20energia%202011/RAPPORTO%20ENERGIA%202011.pdf>, visitato il 21 gennaio 2013)

CORAPI D., *Dal consorzio al contratto di rete: spunti di riflessione*, in P. IAMICELI (a cura di), *Le reti di imprese e i contratti di rete*, Torino, 2009, 167-176

CORI R. E AL., *Allocazione dei rischi e incentivi per il contraente privato: un'analisi delle convenzioni di project financing in Italia*, Banca d'Italia, Quaderni di Economia e Finanza, n. 82, dicembre 2010

CORTESE F., *Tipologie e regime delle forme di collaborazione tra pubblico e privato*, in F. MASTRAGOSTINO (a cura di), *La collaborazione pubblico-privato e l'ordinamento amministrativo*, Torino, 2011, 35-54

DE LAURENTIS G., *Il rating delle reti d'impresa*, in ASSOCIAZIONE ITALIANA POLITICHE INDUSTRIALI (a cura di), *Reti d'impresa: profili giuridici, finanziamento e rating*, Milano, 2011, 175

DEUTSCHER GENOSSENSCHAFTS- UND RAIFFEISENVERBAND E.V., *Energy Cooperatives – Results of a survey carried out in Spring 2012* (<http://www.dgrv.de/en/home.html>, visitato il 21 gennaio 2013)

DUFFIELD C.F., *Different Delivery Methods*, in G.A. HODGE E AL. (a cura di), *International Handbook on Public-Private Partnerships*, Cheltenham, UK-Northampton, Mass., 2010, 187-215

ENERGY & STRATEGY GROUP, *Energy Efficiency Report*, novembre 2011

ENERGY & STRATEGY GROUP, *Energy Efficiency Report*, novembre 2012

FACCIOLINI S., *Cooperative di utenza ed utilities: alcune riflessioni*, Centro Studi Legacoop, attività e ricerche, 2007, 87-100 (<http://www.cslegacoop.coop/>, visitato il 21 gennaio 2013)

FALSITTA G., *Manuale di diritto tributario - Parte speciale: il sistema delle imposte in Italia*, 8° ed., vol. 2, Padova, 2012

FIDONE G., *Dalla locazione finanziaria al contratto di disponibilità: l'evoluzione del contratto di leasing immobiliare pubblico*, in *Foro amm. - TAR*, 2012, 1039

FINE M., D. FREDRICKSON, *Navigating the Legal Barriers to Microgrids*, in 9(2) *ABA Energy Committees Newsletter*, maggio 2012, 3

GENGHINI L., P. SIMONETTI, *Le società di capitali e le cooperative*, vol. III.2, Padova, 2012

GIUA M. E AL., *Energia elettrica e benefici fiscali: le forniture in esenzione per gli "opifici industriali"*, in *Fisco*, 2012, n. 1, 58

GRÄPER F., C. SCHOSER, *The Establishment of Common Network Rules*, in C. JONES (a cura di), *EU Energy Law: The Internal Energy Market - The Third Liberalization Package*, vol. I, Bruxelles, 2010, 495ss.

GRÄPER F., C. SCHOSER, *Third Party Access*, in C. JONES (a cura di), *EU Energy Law: The Internal Energy Market - The Third Liberalization Package*, vol. I, Bruxelles, 2010, 29ss.

GUERRERA F., *Lo statuto della nuova società "a partecipazione mista" pubblico-privata*, in *Riv. dir. civ.*, 2011, 511

HALLETT M., *Microgrids: A Smart Defense Based NATO Contribution to Energy Security*, in *Journal of Energy Security*, novembre 2012 (www.ensec.org, visitato il 29 gennaio 2013)

HANSMANN H., *La proprietà dell'impresa*, Bologna, 2005

HOCKENOS P., *Germany's Little Energy Co-ops Make a Big Splash*, in *European Energy Review*, 17 dicembre 2012 (<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?>, visitato il 21 gennaio 2013)

HUNT M., *Private Networks and Closed Distribution Systems: A Missed Opportunity?*, in B. DELVAUX E AL. (a cura di), *EU Energy Law and Policy Issues*, vol. 3, Cambridge, UK, 2011, 97

IAMICELI P., *L'esclusione dal contratto*, Torino, 2012

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, *Technology Roadmap: Smart Grids*, Paris, 2011

INTESA SANPAOLO – MEDIOCREDITO ITALIANO, *Il secondo osservatorio sulle reti d'impresa*, Servizio Studi e Ricerche, settembre 2012

IOSSA E., D. MARTIMORT, *Risk Allocation and the Costs and Benefits of Public-Private Partnerships*, in 43 *Rand J. Econ.* 442 (2012)

IOSSA E., *L'allocazione del rischio e la struttura degli incentivi nel partenariato pubblico privato*, in A. MACCHIATI, G. NAPOLITANO (a cura di), *È possibile realizzare le infrastrutture in Italia?*, Bologna, 2009, 245ss.

JONES C. E AL., *Derogations and Exemptions*, in C. JONES (a cura di), *EU Energy Law: The Internal Energy Market - The Third Liberalization Package*, vol. I, Bruxelles, 2010, 443ss.

JOSKOW P.L., *Regulation of Natural Monopoly*, in S. SHAVELLE, M. POLINSKY (a cura di), *Handbook of Law and Economics*, vol. 2, Amsterdam, 2007, 1227-1348

KÜNNEKE R.W., *Institutional Reform and Technological Practice: The Case of Electricity*, in 17 *Ind. & Corp. Change* 233 (2008)

LOLLI A., *Le società miste*, in F. MASTRAGOSTINO (a cura di), *La collaborazione pubblico-privato e l'ordinamento amministrativo*, Torino, 2011, 311-333

LUGARESI N., *Concessione di lavori pubblici e finanza di progetto*, in F. MASTRAGOSTINO (a cura di), *La collaborazione pubblico-privato e l'ordinamento amministrativo*, Torino, 2011, 542-621

MARASÀ G., *Contratti di rete e consorzi*, in *Corr. merito*, 2010, 9

MARINO A. E AL., *Energy Service Companies Market in Europe – Status Report 2010*, Joint Research Center – Institute for Energy, 2010

MARNAY C. E AL., *International Microgrid Assessment: Governance, Incentives, and Experience*, Lawrence Berkeley National Laboratory, giugno 2012

MAURI G. E AL., *I nuovi attori e i modelli di business per una rete attiva*, Rapporto ERSE, febbraio 2010 (<http://www.ricercadisistema.it:8080/site/>, visitato il 30 gennaio 2013)

MCALLISTER L.K., *Adaptive Mitigation in the Electric Power Sector*, in *Brigham Young U. L. Rev.*, 2011, 2115

MICONI L., *Contratto di disponibilità: l'affidamento con l'offerta economicamente più vantaggiosa e la determinazione della soglia di risoluzione del contratto*, in *Appalti e contratti*, 2012, fasc. 4, 12

MIT INTERDISCIPLINARY STUDY, *The Future of the Electric Grid*, 2011 (<http://web.mit.edu/mitei/research/studies/the-electric-grid-2011.shtml>, visitato il 21 gennaio 2013)

MOSCO G.D., *Il contratto di rete dopo la riforma: che tipo!*, in F. CAFAGGI E AL. (a cura di), *Il contratto di rete per la crescita delle imprese*, Milano, 2012, 29

MUSIALSKI C., *The ENTSOs Under the Third Energy Package*, in B. DELVAUX E AL. (a cura di), *EU Energy Law and Policy Issues*, vol. 3, Cambridge, UK, 2011, 33

NAPOLANO L., G. VACIAGO, *Liberalizzazione del mercato elettrico e consorzi di acquisto*, in *Economia pubblica*, 2000, n. 2, 7-31

NATIONAL SCIENCE AND TECHNOLOGY COUNCIL, *A Policy Framework for the 21st Energy Grid*, June 2011 (<http://www.whitehouse.gov/administration/eop/ostp/nstc>, visitato il 21 gennaio 2013)

NEW YORK STATE ENERGY RESEARCH AND DEVELOPMENT AUTHORITY (NYSERDA), *Microgrids: An Assessment of the Value, Opportunities, and Barriers to Deployment in New York State*, settembre 2010 (www.nyserda.org, visitato il 29 gennaio 2013)

NICOLINI M., *Sviluppo delle fonti rinnovabili e connessione alla rete elettrica*, in G. NAPOLITANO, A. ZOPPINI (a cura di), *Annuario di diritto dell'energia 2012: Il regime giuridico delle infrastrutture dell'energia*, Bologna, 2012, 229

OSSERVATORIO NAZIONALE PROJECT FINANCING, *10 anni di partenariato pubblico privato in Italia – Sintesi*, ottobre 2011 (<http://www.unioncamere.gov.it/>, visitato il 21 gennaio 2013)

OSSERVATORIO SULLA COOPERAZIONE ELETTRICA, *La cooperazione elettrica dell'arco alpino: quadro strutturale e tendenze rispetto al futuro dei modelli di utility in Italia*, novembre 2011 (<http://www.federconsumo.confcooperative.it/Elettrico/default.aspx>, visitato il 21 gennaio 2013)

PAOLUCCI L.F., *I consorzi per il coordinamento della produzione e degli scambi*, in *Trattato Rescigno*, II ed., t. IV, *Impresa e lavoro*, Torino, 2009, 299

RETIMPRESA, COMITATO INTERREGIONALE DEI CONSIGLI NOTARILI DELLE TRE VENEZIE, *Linee guida per i contratti di rete*, marzo 2012 (<http://www.notaitriveneto.it/>, visitato il 21 gennaio 2013)

SACAPLAN R., *Competition in Electricity Distribution*, in 16 *Utilities Policy* 231 (2008)

SALONICO T., *Il ruolo delle reti virtuali, alternative e interne*, in G. NAPOLITANO, A. ZOPPINI (a cura di), *Annuario di diritto dell'e-*

nergia 2012. *Il regime giuridico delle infrastrutture dell'energia*, Bologna, 2012, 113-132

SANTI G., *Il global service*, in F. MASTRAGOSTINO (a cura di), *La collaborazione pubblico-privato e l'ordinamento amministrativo*, Torino, 2011, 623-674

SHERMAN G.R., *Sharing Local Energy Infrastructure*, giugno 2012 (http://web.mit.edu/energy-efficiency/docs/theses/sherman_thesis.pdf, visitato il 29 gennaio 2013)

SORRENTINO B., E. PASCA, *Le accise: prodotti energetici ed elettricità*, Milano, 2008

SPINICCI F. (a), *Le cooperative di utenza in Italia e in Europa*, Euricse Research Report n. 2/11

SPINICCI F. (b), *La cooperazione di utenza in Italia: casi di studio*, Euricse Research Report n. 4/11

SPINICCI F., *Le cooperative di utenza in USA*, Euricse Research Report n. 2/10

STANTON T., *Are Smart Microgrids in Your Future? Exploring Challenges and Opportunities for State Public Utility Regulators*, National Regulatory Research Institute, Report No. 12-15, ottobre 2012 (www.nrri.org, visitato il 21 gennaio 2013)

SYNERGRID, *Position concernant les réseaux fermés de distribution et les lignes et conduites directes*, 3 dicembre 2010 (www.synergid.be, visitato il 30 dicembre 2012)

TUFARELLI F., *Il contratto di disponibilità*, in *Giornale dir. amm.*, 2012, 604

TWAITE K., *Monopoly Money: Reaping the Economic and Environmental Benefits of Microgrids in Exclusive Utility Service Territory*, in 34 *Vermont L. Rev.* 975 (2010)

UNIONCAMERE LOMBARDIA, CAMERA DI COMMERCIO MILANO, *Il costo della fornitura di energia elettrica pagato dalle imprese lombarde - Rapporto 2010*, a cura di REF. – RICERCHE PER L'ECONO-

MIA E LA FINANZA, dicembre 2010 (<http://www.piuprezzi.it/> indagine-domanda-energia-elettrica/, visitato il 21 gennaio 2013)

UNITÀ TECNICA FINANZA DI PROGETTO, *Relazione al CIPE sull'attività svolta nel 2011*, 2012

UNITÀ TECNICA FINANZA DI PROGETTO, *Una guida ai PPP – Manuale di buone prassi*, maggio 2011 (www.utfp.it, visitato il 21 gennaio 2013)

USTUN T.S. E AL., *Recent Developments Microgrids and Example Cases Around the World – A Review*, in *15 Renewable and Sustainable Energy Reviews* 4030 (2011)

VAN BROEKHOVEN S.B. E AL., *Microgrid Study: Energy Security for DoD Installations*, Lincoln Laboratory, MIT, 18 giugno 2012 (<http://serdp-estcp.org/News-and-Events/News-Announcements/Program-News/DoD-study-finds-microgrids-offer-improved-energy-security-for-DoD-installations>, visitato il 29 gennaio 2013)

WALKER G., *What Are the Barriers and Incentives for Community-Owned Means of Energy Production and Use?*, in *36 Energy Policy* 4401 (2008)

WOOD G., *Citiworks: The End of Private Electricity Distribution Networks?*, 18 giugno 2008 (http://www.wragge.com/analysis_3720.asp, visitato il 30 dicembre 2012)

ZANARDO A., *Contratto di rete: quali prospettive in materia di rating e di finanziamento?*, in G. MERUZZI (a cura di), *Il contratto di rete: dalla teoria giuridica alla realtà operativa*, aprile 2012, 43 ss. (<http://www.confindustria.vr.it/>, visitato il 21 gennaio 2013)

ZANELLI P., *Reti e contratto di rete*, Padova, 2012

DIPARTIMENTO DI SCIENZE GIURIDICHE

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI TRENTO

Collana “Quaderni del Dipartimento”, editore Università di Trento

1. *Legal Scholarship in Africa* - MARCO GUADAGNI (1989)
2. *L'insegnamento della religione nel Trentino-Alto Adige* - ERMINIA CAMASSA AUREA (1990)
3. *Il nuovo processo penale. Seminari* - MARTA BARGIS (1990)
4. *Proprietà-garanzia e contratto. Formule e regole nel leasing finanziario* - MAURO BUSSANI (1992)
5. *Fonti e modelli nel diritto dell'Europa orientale* - GIANMARIA AJANI (1993)
6. *Il giudizio di “congruità” del rapporto di cambio nella fusione* - LUIGI ARTURO BIANCHI (1993)
7. *Interessi pubblici e situazioni soggettive nella disciplina della concorrenza del mercato* - FRANCO PELLIZZER (1993)
8. *La legge controllata. Contributo allo studio del procedimento di controllo preventivo delle leggi regionali* - EMANUELE ROSSI (1993)
9. *L'oggetto del giudizio sui conflitti di attribuzione tra i poteri dello Stato. Fonti normative. Strumenti e tecniche di giudizio della Corte costituzionale* - DAMIANO FLORENZANO (1994)
10. *Dall'organizzazione allo sviluppo* - SILVIO GOGLIO (1994)
11. *Diritto alla riservatezza e trattamenti sanitari obbligatori: un'indagine comparata* - CARLO CASONATO (1995)
12. *Lezioni di diritto del lavoro tedesco* - ULRICH ZACHERT (1995)
13. *Diritti nell'interesse altrui. Undisclosed agency e trust nell'esperienza giuridica inglese* - MICHELE GRAZIADEI (1995)
14. *La struttura istituzionale del nuovo diritto comune europeo: competizione e circolazione dei modelli giuridici* - LUISA ANTONIOLLI DEFLORIAN (1996)
15. *L'eccezione di illegittimità del provvedimento amministrativo. Un'indagine comparata* - BARBARA MARCHETTI (1996)

16. *Le pari opportunità nella rappresentanza politica e nell'accesso al lavoro. I sistemi di "quote" al vaglio di legittimità* - (a cura di) STEFANIA SCARPONI (1997)
17. *I requisiti delle società abilitate alla revisione legale* - EMANUELE CUSA (1997)
18. *Germania ed Austria: modelli federali e bicamerali a confronto* - FRANCESCO PALERMO (1997)
19. *Minoranze etniche e rappresentanza politica: i modelli statunitense e canadese* - CARLO CASONATO (1998)
20. *Scritti inediti di procedura penale* - NOVELLA GALANTINI e FRANCESCA RUGGIERI (1998)
21. *Il dovere di informazione. Saggio di diritto comparato* - ALBERTO M. MUSY (1999)
22. *L'Anti-Rousseau di Filippo Maria Renazzi (1745-1808)* - BEATRICE MASCHIETTO (1999)
23. *Rethinking Water Law. The Italian Case for a Water Code* - NICOLA LUGARESI (2000) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
24. *Making European Law. Essays on the 'Common Core' Project* - MAURO BUSSANI e UGO MATTEI (2000)
25. *Considerazioni in tema di tutela cautelare in materia tributaria* - ALESSANDRA MAGLIARO (2000)
26. *Rudolf B. Schlesinger – Memories* - UGO MATTEI e ANDREA PRADI (2000)
27. *Ordinamento processuale amministrativo tedesco (VwGO)* – Versione italiana con testo a fronte - GIANDOMENICO FALCON e CRISTINA FRAENKEL (cur.) (2000)
28. *La responsabilità civile. Percorsi giurisprudenziali* (Opera ipertestuale. Libro + Cd-Rom) - GIOVANNI PASCUZZI (2001)
29. *La tutela dell'interesse al provvedimento* - GIANDOMENICO FALCON (2001)
30. *L'accesso amministrativo e la tutela della riservatezza* - ANNA SIMONATI (2002)
31. *La pianificazione urbanistica di attuazione: dal piano particolareggiato ai piani operativi* - (a cura di) DARIA DE PRETIS (2002)

32. *Storia, istituzione e diritto in Carlo Antonio de Martini (1726-1800). 2° Colloquio europeo Martini, Trento 18-19 ottobre 2000, Università degli Studi di Trento* - (a cura di) HEINZ BARTA, GÜNTHER PALLAVER, GIOVANNI ROSSI, GIAMPAOLO ZUCCHINI (2002)
33. *Giustino D'Orazio. Antologia di saggi. Contiene l'inedito "Poteri prorogati delle camere e stato di guerra"* - (a cura di) DAMIANO FLORENZANO e ROBERTO D'ORAZIO (2002)
34. *Il principio dell'apparenza giuridica* - ELEONORA RAJNERI (2002)
35. *La testimonianza de relato nel processo penale. Un'indagine comparata* - GABRIELLA DI PAOLO (2002)
36. *Funzione della pena e terzietà del giudice nel confronto fra teoria e prassi. Atti della Giornata di studio - Trento, 22 giugno 2000* - (a cura di) MAURIZIO MANZIN (2002)
37. *Ricordi Politici. Le «Proposizioni civili» di Cesare Speciano e il pensiero politico del XVI secolo* - PAOLO CARTA (2003)
38. *Giustizia civile e diritto di cronaca. Atti del seminario di studio tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università degli Studi di Trento, 7 marzo 2003* - (a cura di) GIOVANNI PASCUZZI (2003)
39. *La glossa ordinaria al Decreto di Graziano e la glossa di Accursio al Codice di Giustiniano: una ricerca sullo status giuridico degli eretici* - RUGGERO MACERATINI (2003)
40. *La disciplina amministrativa e penale degli interventi edilizi. Un bilancio della normativa trentina alla luce del nuovo testo unico sull'edilizia. Atti del Convegno tenuto nella Facoltà di Giurisprudenza di Trento l'8 maggio 2003* - (a cura di) DARIA DE PRETIS e ALESSANDRO MELCHIONDA (2003)
41. *The Protection of Fundamental Rights in Europe: Lessons from Canada* - CARLO CASONATO (ED.) (2004)
42. *Un diritto per la scuola. Atti del Convegno "Questioni giuridiche ed organizzative per la riforma della scuola". Giornata di Studio in onore di Umberto Pototschnig (Trento, 14 maggio 2003). In appendice: U. Pototschnig, SCRITTI VARI (1967-1991)* - (a cura di) DONATA BORGONOVO RE e FULVIO CORTESE (2004)
43. *Giurisdizione sul silenzio e discrezionalità amministrativa. Germania - Austria - Italia* - CRISTINA FRAENKEL-HAEBERLE (2004)
44. *Il processo di costituzionalizzazione dell'Unione europea. Saggi su valori e prescrivibilità dell'integrazione costituzionale sovranazionale* - (a cura di) ROBERTO TONIATTI e FRANCESCO PALERMO (2004)

45. *Nuovi poteri del giudice amministrativo e rimedi alternativi al processo. L'esperienza francese* - ANNA SIMONATI (2004)
46. *Profitto illecito e risarcimento del danno* - PAOLO PARDOLESI (2005)
47. *La procreazione medicalmente assistita: ombre e luci* - (a cura di) ERMINIA CAMASSA e CARLO CASONATO (2005)
48. *La clausola generale dell'art. 100 c.p.c. Origini, metamorfosi e nuovi ruoli* - MARINO MARINELLI (2005)
49. *Diritto di cronaca e tutela dell'onore. La riforma della disciplina sulla diffamazione a mezzo stampa. Atti del convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Trento il 18 marzo 2005* - (a cura di) ALESSANDRO MELCHIONDA e GIOVANNI PASCUZZI (2005)
50. *L'Italia al Palazzo di Vetro. Aspetti dell'azione diplomatica e della presenza italiana all'ONU* - (a cura di) STEFANO BALDI e GIUSEPPE NESI (2005)
51. *Appalti pubblici e servizi di interesse generale. Atti dei seminari tenuti presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento. Novembre - Dicembre 2004* - (a cura di) GIAN ANTONIO BENACCHIO e DARIA DE PRETIS (2005)
52. *Il termalismo terapeutico nell'Unione europea tra servizi sanitari nazionali e politiche del turismo* - ALCESTE SANTUARI (2006)
53. *La gestione delle farmacie comunali: modelli e problemi giuridici* - (a cura di) DARIA DE PRETIS (2006)
54. *Guida alla ricerca ed alla lettura delle decisioni delle corti statunitensi* - (a cura di) ROBERTO CASO (2006) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
55. *Dialoghi sul danno alla persona. Saggi raccolti nell'ambito della seconda edizione dei "Dialoghi di diritto civile" tenutisi presso il Dipartimento di Scienze Giuridiche dell'Università di Trento (a.a. 2004-2005)* - (a cura di) UMBERTO IZZO (2006)
56. *Il diritto degli OGM tra possibilità e scelta. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento. 26 novembre 2004* - (a cura di) CARLO CASONATO e MARCO BERTI (2006)
57. *Introduzione al biodiritto. La bioetica nel diritto costituzionale comparato* - CARLO CASONATO (2006) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
58. *La famiglia senza frontiere. Atti del convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Trento il 1° ottobre 2005* - (a cura di) GIOVANNI PASCUZZI (2006)

59. *Sicurezza informatica: regole e prassi*. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento il 6 maggio 2005 - (a cura di) ROBERTO CASO (2006) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
60. *Attività alberghiera e di trasporto nel pacchetto turistico all inclusive: le forme di tutela del turista-consumatore*. Atti del Convegno. Trento-Rovereto, 4-5 novembre 2005 - (a cura di) SILVIO BUSTI e ALCESTE SANTUARI (2006)
61. *La Società Cooperativa Europea. Quali prospettive per la cooperazione italiana?* Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Economia di Trento il 24 giugno 2005 - (a cura di) ANTONIO FICI e DANILO GALLETTI (2006)
62. *Le impugnazioni delle delibere del c.d.a. Premesse storico-comparatistiche* - SILVANA DALLA BONTÀ (2006)
63. *La traduzione del diritto comunitario ed europeo: riflessioni metodologiche*. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento, 10-11 marzo 2006 - (a cura di) ELENA IORIATTI FERRARI (2007)
64. *Globalizzazione, responsabilità sociale delle imprese e modelli partecipativi* - (a cura di) STEFANIA SCARPONI (2007)
65. *Il contratto di trasporto di persone marittimo e per acque interne* - ALCESTE SANTUARI (2007)
66. *Il Private enforcement del diritto comunitario della concorrenza: ruolo e competenze dei giudici nazionali*. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento, 15-16 giugno 2007 - (a cura di) GIAN ANTONIO BENACCHIO e MICHELE CARPAGNANO (2007) (volume non destinato alla vendita; versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
67. *L'azione di risarcimento del danno per violazione delle regole comunitarie sulla concorrenza* - GIAN ANTONIO BENACCHIO e MICHELE CARPAGNANO (2007) (volume non destinato alla vendita; versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
68. *Modelli sanzionatori per il contrasto alla criminalità organizzata. Un'analisi di diritto comparato* - (a cura di) GABRIELE FORNASARI (2007)
69. *Il fattore "R". La centralità della riscossione nelle manovre di finanza pubblica*. Atti del Convegno. Trento, 17 novembre 2006 - (a cura di) ALESSANDRA MAGLIARO (2007)
70. *Digital Rights Management. Problemi teorici e prospettive applicative*. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento il 21 ed il 22 marzo 2007 - (a cura di) ROBERTO CASO (2008) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)

71. *Il riconoscimento e l'esecuzione della sentenza fallimentare straniera in Italia* - LAURA BACCAGLINI (2008)
72. *Libertà di riunione - Versammlungsfreiheit in Italien* - CLEMENS ARZT (2008)
73. *Diligentia quam in suis* - GIANNI SANTUCCI (2008)
74. *Appalti pubblici e concorrenza: la difficile ricerca di un equilibrio*. Atti dei seminari tenuti presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento Maggio - Giugno 2007 - (a cura di) GIAN ANTONIO BENACCHIO e MICHELE COZZIO (2008)
75. *L'assegno di mantenimento nella separazione. Un saggio tra diritto e scienze cognitive* - CARLO BONA e BARBARA BAZZANELLA (2008)
76. *Bioetica e confessioni religiose*. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento il 12 maggio 2006 - (a cura di) ERMINIA CAMASSA e CARLO CASONATO (2008)
77. *Poteri di autotutela e legittimo affidamento. Il caso tedesco* - CRISTINA FRAENKEL-HAEBERLE (2008)
78. *Problemi attuali della giustizia penale internazionale. Aktuelle Probleme der Internationalen Straffjustiz*. Atti del XXVII Seminario internazionale di studi italo-tedeschi, Merano 26-27 ottobre 2007. Akten des XXVII. Internationalen Seminars deutsch-italienischer Studien, Meran 26.-27. Oktober 2007 - (a cura di / herausgegeben von) GABRIELE FORNASARI e ROBERTO WENIN (2009)
79. *Pubblicazioni scientifiche, diritti d'autore e Open Access*. Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento il 20 giugno 2008 - (a cura di) ROBERTO CASO (2009) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
80. *Il superamento del passato e il superamento del presente*. La punizione delle violazioni sistematiche dei diritti umani nell'esperienza argentina e lombiana - (a cura di) EMANUELA FRONZA e GABRIELE FORNASARI (2009)
81. *Diritto romano e regimi totalitari nel '900 europeo*. Atti del seminario internazionale (Trento, 20-21 ottobre 2006) - (a cura di) MASSIMO MIGLIETTA e GIANNI SANTUCCI (2009)
82. *Pena e misure di sicurezza. Profili concettuali, storici e comparatistici* - JOSÉ LUIS GUZMÁN DALBORA - (edizione italiana a cura di) GABRIELE FORNASARI ed EMANUELE CORN (2009)
83. *Il governo dell'energia tra Stato e Regioni* - (a cura di) DAMIANO FLORENZANO e SANDRO MANICA (2009)

84. *E-learning e sistema delle eccezioni al diritto d'autore* - SIMONETTA VEZ-
ZOSO (2009) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
85. *The concept of «subordination» in European and comparative law* - LUCA
NOGLER (2009)
86. *Procedimento penale di pace e principi costituzionali*. Atti del Convegno
organizzato dalla Regione Autonoma Trentino-Alto Adige e dal Dipartimento
di Scienze Giuridiche dell'Università di Trento. Trento, Facoltà di Giurispru-
denza, 1 e 2 febbraio 2008 - (a cura di) MARCELLO LUIGI Busetto (2009) (vo-
lume non destinato alla vendita)
87. *Accesso aperto alla conoscenza scientifica e sistema trentino della ricerca*.
Atti del Convegno tenuto presso la Facoltà di Giurisprudenza di Trento il 5
maggio 2009 - (a cura di) ROBERTO CASO e FEDERICO PUPPO (2010) (versione
digitale disponibile su [http://eprints.biblio. unitn.it/](http://eprints.biblio.unitn.it/))
88. *Il divieto di macellazione rituale (Shechit  Kasher e Halal) e la libert 
religiosa delle minoranze* - PABLO LERNER e ALFREDO MORDECHAI RABELLO
(con una presentazione di ROBERTO TONIATTI) (2010)
89. *Il Difensore civico nell'ordinamento italiano. Origine ed evoluzione dell'I-
stituto* - DONATA BORGONOVO RE (2010)
90. *Verso quale federalismo? La fiscalit  nei nuovi assetti istituzionali: analisi
e prospettive* - (a cura di) ALESSANDRA MAGLIARO (2010)
91. *«Servius respondit». Studi intorno a metodo e interpretazione nella scuola
giuridica serviana – Prolegomena I* - MASSIMO MIGLIETTA (2010)
92. *Il pluralismo nella transizione costituzionale dei Balcani: diritti e garanzie*
- (a cura di) LAURA MONTANARI, ROBERTO TONIATTI, JENS WOELK (2010)
93. *Studi sul contratto estimatorio e sulla permuta nel diritto romano* - ENRICO
SCIANDRELLO (2011)
94. *Fascicolo Sanitario Elettronico e protezione dei dati personali* - PAOLO
GUARDA (2011) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)
95. *Percorsi giurisprudenziali in tema di gravi violazioni dei diritti umani.
Materiali dal laboratorio dell'America Latina* - (a cura di) GABRIELE FORNA-
SARI ed EMANUELA FRONZA (2011)
96. *La disciplina del trasporto pubblico locale: recenti sviluppi e prospettive* -
(a cura di) ALESSIO CLARONI (2011) (volume non destinato alla vendita; versio-
ne digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)

97. *Problemi e prospettive della critica testuale. Atti del 'Seminario internazionale di diritto romano' e della 'Presentazione' del terzo volume dei 'Iustiniani Digesta seu Pandectae' Digesti o Pandette dell'imperatore Giustiniano. Testo e traduzione a cura di Sandro Schipani (Trento, 14 e 15 dicembre 2007) - (a cura di) MASSIMO MIGLIETTA e GIANNI SANTUCCI (2011)*

98. *Plagio e creatività: un dialogo tra diritto e altri saperi - (a cura) di ROBERTO CASO (2011)*

99. *L'acqua e il diritto. Atti del convegno tenutosi presso la Facoltà di Giurisprudenza dell'Università di Trento (2 febbraio 2011) - (a cura di) GIANNI SANTUCCI, ANNA SIMONATI, FULVIO CORTESE (2011)*

100. *Le nuove frontiere della comparazione. Atti del I Convegno Nazionale della SIRD Milano, 5-6-7 maggio 2011 - (a cura di) LUISA ANTONIOLLI, GIAN ANTONIO BENACCHIO, ROBERTO TONIATTI (2012)*

101. *Forum Biodiritto 2010. La disciplina delle biobanche a fini terapeutici e di ricerca - a cura di CARLO CASONATO, CINZIA PICIOCCHI, PAOLO VERONESI (2012) (versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)*

102. *Lezioni di diritto portoghese del lavoro fra sicurezza e flessibilità - ANTÓNIO MONTEIRO FERNANDES, con prefazione di LUCA NOGLER (2012)*

103. *Rule of Law and Legal Complexity in the People's Republic of China - IGNAZIO CASTELLUCCI (2012)*

104. *Punishment, Responsibility and Preventive Detention in American Jurisprudence - MICHAEL LOUIS CORRADO, con prefazione di MARCELLO L. BUSETTO (2012)*

105. *Il dibattito penale. Quattro fotogrammi tra rito ordinario e sistema del giudice di pace - MARCELLO L. BUSETTO (2012)*

106. *La proprietà intellettuale nelle Università. Guida pratica alla creazione e gestione di uffici di trasferimento tecnologico - LAURENT MANDERIEUX (2012)*

107. *Dogmengeschichte und historische Individualität der römischen Juristen – Storia dei dogmi e individualità storica dei giuristi romani, Atti del Seminario internazionale (Montepulciano 14 e il 17 giugno del 2011) - (a cura di) CHRISTIAN BALDUS, MASSIMO MIGLIETTA, GIANNI SANTUCCI, EMANUELE STOLFI (2012)*

108. *Le biobanche di ricerca. Studio comparato sulla "zona grigia" tra privacy e proprietà - MATTEO MACIOTTI (2013)*

109. *Regolazione e governance delle reti elettriche private - GIUSEPPE BEL-LANTUONO (2013) (volume non destinato alla vendita; versione digitale disponibile su <http://eprints.biblio.unitn.it/>)*